

0- 793722

На правах рукописи



НАСЫБУЛЛИН АРСЛАН ВАЛЕРЬЕВИЧ

**СОЗДАНИЕ И ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ
ПРОЕКТИРОВАНИЯ, АНАЛИЗА И УПРАВЛЕНИЯ
РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА
ОСНОВЕ КОМПЛЕКСА ИНФОРМАЦИОННЫХ
ТЕХНОЛОГИЙ**

**Специальность 25.00.17 – Разработка и эксплуатация нефтяных и
газовых месторождений**

Автореферат
диссертации на соискание ученой степени доктора технических наук

Бугульма – 2012

Работа выполнена в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть» им. В.Д. Шашина

Научный консультант: доктор технических наук, профессор,
академик АН Республики Татарстан
Ибатуллин Равиль Рустамович

Официальные оппоненты: **Золотухин Анатолий Борисович**
доктор технических наук, профессор,
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина,
проректор по международной работе

Иктисанов Валерий Асхатович
доктор технических наук,
Институт «ТатНИПИнефть»,
заведующий лабораторией

Никифоров Анатолий Иванович
доктор физико-математических наук, с.н.с.,
Институт механики и машиностроения
Казанского научного центра РАН,
заведующий лабораторией

Ведущая организация: Общество с ограниченной ответственностью
Научно-производственное объединение
«Нефтегазтехнология»

Защита состоится 29 марта 2012 г. в 15⁰⁰ часов на заседании диссертационного совета Д 222.018.01 в Татарском научно-исследовательском и проектном институте нефти (ТатНИПИнефть) ОАО «Татнефть» по адресу: 423236, Республика Татарстан, г.Бугульма, ул.Джалиля, д. 32.

С диссертацией можно ознакомиться в библиотеке института ТатНИПИнефть.

НАУЧНАЯ БИБЛИОТЕКА КФУ

Автореферат разослан "21" февраля 2012 года

Ученый секретарь
диссертационного совета,
кандидат технических наук



И.В. Львова



0000802441

ОБЩАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАБОТЫ

Актуальность темы

На современном этапе крупные нефтяные компании сталкиваются с новыми проблемами, такими как уменьшение доли добычи из новых нефтяных месторождений, неустойчивая рыночная конъюнктура, высокий уровень налогообложения, бурное развитие альтернативных источников энергии. Все это происходит на фоне старения основных месторождений и увеличения доли трудноизвлекаемых запасов нефти, локализованных в карбонатных коллекторах, а также в пластах, осложненных высоким содержанием глин, водонефтяными зонами и содержащих тяжелые нефти и битумы. В этих условиях стабилизация и рост добычи нефти компаниями может быть обеспечен созданием и расширением использования новых технологических решений для прироста извлекаемых запасов, увеличения добычи нефти и всемерным снижением затрат на эти цели.

Для решения этих задач необходимо локализовать остаточные запасы нефти в традиционных коллекторах с ухудшенными физическими свойствами для дальнейшего проектирования применения новых технологий увеличения нефтеизвлечения: термических, физических и химических методов, горизонтальных и многозбойных скважин. Карбонатные отложения, характеризующиеся предельной неоднородностью коллекторских свойств и высокой вязкостью нефти, как и залежи тяжелых (сверхвязких) нефтей, также требуют применения новых термических, физических и химических методов. В ОАО «Татнефть» в настоящее время активно применяются передовые технологии нефтеизвлечения, в частности, ведется работа с нерентабельным фондом скважин, активное бурение горизонтальных скважин и резка боковых горизонтальных стволов, развитие технологии гидравлического разрыва пластов, опытно-промышленная разработка битумных пластов, оптимизация инвестиционного портфеля геолого-технических мероприятий, реконструкция систем ППД и нефтесбора, вкладываются инвестиции в нефтехимическую промышленность (создание вертикально интегрированной компании), и т.д. Все указанные технологии обосновываются в проектных документах на разработку нефтяных месторождений с использованием современных информационных технологий на основе трехмерных геолого-гидродинамических моделей.

С другой стороны, идет бурное развитие информационных технологий, как аппаратных средств, так и программного обеспечения. Всего десять лет назад гидродинамические модели строились с размерностью не более 75-100 тыс. расчетных узлов. Построение таких моделей производили на вычислительных станциях RISK архитектуры, поскольку персональные компьютеры не справлялись и с такими размерностями. В настоящее время стандартом стали модели размерностью 6–10 млн. ячеек, которые строятся на персональных компьютерах и даже ноутбуках. Таким образом, размерность гидродинамических моделей выросла в 100 раз. Благодаря чему модели небольших месторождений создаются без ремасштабирования (в западной терминологии upscaling) геологической модели, а для крупных месторождений создается модель в 100 раз более подробная, чем 10 лет назад. В случае, если скорость развития вычислительной техники сохранится, то через 10 лет в процедуре ремасштабирования не будет надобности.

Программное обеспечение развивается также бурно. Сегодня с использованием гидродинамических моделей производятся расчет и исследование таких сложных

процессов, как закачка пара в пласт, проведение гидроразрыва пласта (ГРП), моделирование неньютоновских свойств нефти и т.д. В отрасли применяются программные продукты по моделированию как зарубежных (Rohar, Schlumberger, CMG, BeicipFranlab), так и отечественных (АРМ «ЛАЗУРИТ», Лаура, ТРИАС, Дельта-Ойл, Техсхема) производителей.

В то же время усложнение геолого-физических условий разработки, появление новых технологий воздействия на пласты и скважины, развитие технических средств и технологий контроля и управления процессами добычи, а также моделирования разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами, не имеют адекватного отражения в решениях, применяемых в широких промышленных масштабах в нефтяных компаниях и проектных организациях.

Таким образом, совершенствование методов моделирования, анализа и проектирования разработки нефтяных месторождений на основе комплекса информационных технологий является актуальной научно-технической проблемой.

Цель работы

Основными целями данной работы являются создание и исследование методов проектирования, анализа и управления разработкой нефтяных месторождений на основе комплекса современных информационных технологий.

Основные задачи исследования:

1. Создание архитектуры программного и информационного обеспечения анализа, проектирования и управления разработкой нефтяного месторождения.

2. Анализ и развитие методов автоматизированного принятия решений по выбору объектов применения различных геолого-технических мероприятий.

3. Разработка научно обоснованных методик и программного обеспечения для адаптации геолого-гидродинамических модели и оценки ее качества.

4. Применение геолого-технологических моделей для решения задач оптимизации процессов разработки нефтяных месторождений и установления неизвестных ранее закономерностей.

5. Изучение закономерностей выработки запасов нефти в трещинно-поровых коллекторах. Поиск и обоснование решений, обеспечивающих совершенствование технологий регулирования разработки залежей в трещинно-поровых коллекторах.

6. Исследование, определение и обоснование области эффективного применения кислотного гидроразрыва пластов методом моделирования.

7. Совершенствование методов и создание программных средств для управления разработкой нефтяных месторождений.

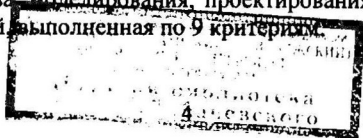
Методы решения поставленных задач и достоверность результатов

Решение поставленных задач основано на теоретических исследованиях, методах математической статистики, использовании современных методов математического моделирования процессов движения жидкостей в пласте.

Достоверность полученных результатов подтверждается сопоставлением модельных данных с фактическими показателями разработки, теоретическими выкладками, оценками по статистическим методам, многочисленным тестированием программ при различных исходных данных.

Научная новизна:

1. Предложена классификация геолого-промысловой информации, используемой для анализа моделирования, проектирования и управления разработкой нефтяных месторождений, выполненная по 9 критериям.



2. С использованием интегрированной технологии картопостроения построена структурная карта кровли кристаллического фундамента Ромашкинского месторождения в целом. По данной карте выявлены закономерности резких изменений гипсометрических отметок, что позволяет более точно локализовать структурные элементы фундамента в пределах Ромашкинского месторождения (положение и конфигурация блоков, а также глубинные разломы).

3. Выявлены новые закономерности движения жидкостей в трещинно-поровых коллекторах, при этом установлено, что, в отличие от коллектора порового типа, в гидрофильных коллекторах трещинно-порового типа при остановке скважины уровень конической поверхности водонасыщенной части в области добывающих скважин в трещинах понижаются, в матрице повышаются.

Вычислительными экспериментами показано, что при разработке трещинно-порового коллектора зависимость дебита нефти от депрессии меняется с течением времени от прямо пропорциональной до малозначимой.

Получена зависимость величины депрессии, при которой происходит выравнивание скоростей капиллярной пропитки и продвижения контура нефтеносности, от величины капиллярного давления и параметров пласта.

Обосновано, что учет содержания сульфатов (гипса и ангидрита) в породах среднего карбона Ромашкинского месторождения при интерпретации геолого-геофизических исследований скважин при подсчете запасов, моделировании и проектировании разработки позволяет скорректировать оценку запасов на 40 %.

4. Для процессов циклического заводнения неоднородных пластов в условиях девонских отложений Ромашкинского месторождения показано, что:

- при проницаемости в низкопроницаемой зоне ниже $5 \cdot 10^{-2} \text{ мкм}^2$ оно приводит к увеличению добычи нефти по сравнению со стационарной закачкой;

- для слоисто-неоднородных пластов, неоднородных пластов по латерали с расположением нагнетательной скважины в высокопроницаемой зоне и пластов с ячеистой неоднородностью по проницаемости, что наблюдается в карбонатных коллекторах трещинно-порового типа, прирост в добыче нефти составляет 20 %;

5. Научно обоснованы технологические принципы процессов ГРП в зависимости от геолого-физических параметров, характерных для месторождений Татарстана:

- в результате экспериментальных работ впервые получены значения твердости пород башкирских и турнейских отложений западного склона Южно-Татарского свода, Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений; значения твердости пород карбонатных коллекторов нефтяных месторождений юго-востока Республики Татарстан заключены в пределах от 100 до 600 МПа. Твердость пород карбонатных коллекторов возрастает от месторождений западного склона к центральной части Южно-Татарского свода;

- установлена зависимость проводимости трещины ГРП от твердости пород. В результате вычислительного эксперимента определено значение твердости пород, равное 140 МПа, выше которого образуются проводящие трещины;

- показано, что в плотных карбонатах применение непрерывной чередующейся закачки буфера и кислоты в 2 цикла приводит к увеличению протяженности трещины ГРП на 26 % и снижению ее проводимости на 20 % по сравнению с закачкой в один цикл. Дальнейшее увеличение циклов закачки не влияет на изменение длины трещины и ее проводимости. Остановка закачки между циклами на 10 мин увеличивает проводимость трещины более чем в 4 раза, но длина трещины сокращается на 17 %.

– получены зависимости, связывающие количество множественных трещин ГРП с расчетным эффективным давлением в трещине, длиной и шириной трещины;

– научно обоснованы технологии кислотного гидроразрыва при низких пластовых давлениях. Показано, что изменение пластового давления на 1 МПа изменяет высоту трещины более чем на 2 м. Трещина ГРП, созданная при низком пластовом давлении, имеет меньшую высоту, но большую длину и проводимость по сравнению с трещиной, созданной при нормальном пластовом давлении;

– для процессов добычи тяжелой нефти шешминского яруса на Ашальчинском месторождении установлено значение предельного забойного давления закачки пара для залежи, равное 1,85 МПа, превышение которого приводит к разрыву покрышки и выходу пара на поверхность при минимальной ее толщине 4 м и условии полной однородности по площади.

6. Вычислительными экспериментами показано, что комплексирование процессов воздействия на пласты и скважины (заводнения и обработки призабойной зоны) может приводить к проявлению синергетического эффекта по добыче нефти в условиях ограниченного пласта. При переходе от упругого режима работы залежи к жесткому водонапорному, дополнительная добыча нефти при реализации комплекса мероприятий (проведения ОПЗ и бурения нагнетательной скважины) за первые 18 лет после их проведения в 1,2 раза больше суммарной добычи при проведении этих мероприятий отдельно.

Основные защищаемые положения:

1. Классификация геолого-промысловой информации, используемой для анализа, моделирования, проектирования и управления разработкой нефтяных месторождений.

2. Методика оценки качества геолого-геофизической интерпретации материалов геофизических исследований скважин. Обоснование учета содержания сульфатов (гипса и ангидрита) в породах среднего карбона Ромашкинского месторождения при интерпретации геолого-геофизических исследований скважин при подсчете запасов, моделировании и проектировании разработки.

3. Методика выявления геолого-технологических тел, содержащих невыработанные запасы нефти.

4. Методика построения и математического моделирования структурных поверхностей в зонах отсутствия отметок пластов.

5. Выделенные на структурной карте кровли кристаллического фундамента Ромашкинского месторождения в целом зоны резкого изменения гипсометрических отметок.

6. Новые технологические решения по регулированию разработки, позволяющие снизить темп роста обводненности скважин и продлить срок рентабельной эксплуатации. Зависимость величины депрессии, при которой происходит выравнивание скоростей капиллярной пропитки и продвижения контура нефтеносности, от величины капиллярного давления и параметров пласта.

7. Зависимость проводимости трещины ГРП от твердости пород. Значение твердости пород, равное 140 МПа, выше которого образуются проводящие трещины.

8. Технологии кислотного гидроразрыва при низких пластовых давлениях. Трещина ГРП, созданная при низком пластовом давлении, имеет меньшую высоту, но большую длину и проводимость по сравнению с трещиной, созданной при нормальном пластовом давлении.

9. При переходе от упругого режима работы залежи к жесткому водонапорному проявляется синергетический эффект в дополнительной добыче нефти при реализации комплекса мероприятий: проведения ОПЗ и бурения нагнетательной скважины.

10. Методика и программный продукт планирования геолого-технических мероприятий.

Практическая ценность и реализация результатов исследований:

1. Под руководством и при непосредственном участии автора разработана архитектура и создан комплекс программ и информационных технологий, позволяющий создавать и эксплуатировать постоянно действующие модели разработки месторождений, а также вести проектирование разработки при различных режимах работы пластов и методах воздействия на пласт.

2. Создана архитектура программного и информационного обеспечения анализа, проектирования и управления разработкой нефтяного месторождения, основанная на разработанных при участии автора базах данных, комплексах программ по связи различных баз данных, загрузки и контроля качества информации, резервного копирования. Разработаны схемы движения информационных потоков между корпоративными базами данных и последовательность движения информации между вычислительными системами для решения задач по моделированию, планированию мероприятий и проектированию разработки.

3. На основе локализованных структурных элементов фундамента в пределах Ромашкинского месторождения возможно осуществление направленного поиска вероятного подтока флюидов из кристаллического фундамента в осадочную часть разреза.

4. Предложены методические подходы к решению основных проблем геолого-гидродинамического моделирования. Для моделирования характерных для условий ОАО "Татнефть" залежей нефти разработаны следующие методики и программные средства анализа моделей:

- ✓ анализ адаптации модели по произвольной группе скважин;
- ✓ оценка запасов нефти в произвольной области на заданную дату;
- ✓ поисковая система, реализующая отбор скважин по определенным критериям: по фактическим, модельным показателям разработки и разности между ними;
- ✓ визуализация на двухмерной карте разности между фактическими и модельными показателями на заданный момент времени;
- ✓ статистический анализ параметров пластов;
- ✓ сравнительный статистический анализ фактических и модельных технологических показателей скважин, участков и объекта в целом;
- ✓ автоматизированная корректировка входных параметров в определенной области по заданной совокупности критериев;
- ✓ разработан метод построения и математического моделирования структурных поверхностей в зонах отсутствия отметок пластов в интеграции с интерпретацией данных в скважинах для выделения пластов-аналогов;
- ✓ создана методика, позволяющая оценить качество адаптации моделей.

5. Создана методика выявления геолого-технологических тел, содержащих невыработанные запасы нефти. С помощью данной методики такие тела выявлены на Павловской площади Ромашкинского месторождения.

6. На основе результатов исследований по обоснованию учета содержания сульфатов в породах среднего карбона Ромашкинского месторождения в ООО «ТНГ-

Групп» разработана методика интерпретации с учетом сульфатов и проведена переинтерпретация геолого-геофизических исследований скважин по новой методике.

7. Разработана методика автоматизированного выбора скважин для проведения ГРП, которая позволяет оперативно анализировать обширный геолого-промысловый материал по крупным месторождениям и повысить точность прогноза, используя геолого-технологическое моделирование.

8. Метод автоматизированного планирования геолого-технических мероприятий и программный продукт были использованы при составлении 4-й Генеральной схемы разработки Ромашкинского нефтяного месторождения.

9. Создан программный продукт «Дельта-План» для оценки эффективности мероприятий по управлению разработкой нефтяных месторождений.

10. С использованием геолого-технологических моделей локализованы остаточные запасы нефти, выбраны наиболее эффективные объекты применения МУН, ОПЗ, мероприятия с целью вывода скважин из нерентабельного и малодобитного фонда путем резки боковых стволов (БС), боковых горизонтальных стволов (БГС), горизонтальных скважин (ГС). С применением методики по автоматизированному подбору скважин для резки боковых стволов, в том числе с горизонтальным окончанием, и участков для бурения горизонтальных скважин в ОАО «Татнефть» в период с 2003 по 2006 годы пробурены и введены в эксплуатацию 170 горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов, дополнительно добыто свыше 250 тыс. т. нефти, экономический эффект от внедрения составил более 600 млн. рублей (в ценах 2007 г.).

Апробация работы

Основное содержание и результаты диссертации докладывались и обсуждались на научно-практической конференции АГНИ «Проблемы разработки нефтяных месторождений и подготовки специалистов в ВУЗе» (г. Альметьевск, 10.09.1996), научно-практической конференции, посвященной 50-летию открытия Ромашкинского месторождения (г. Альметьевск, 14.05.1998), на научно-практической конференции «Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения» (г. Казань, 2001 г., 2002 г.), Первой международной практической конференции «Моделирование пласта и разработки месторождений» (г. Москва, 24.06.2004 г.), Всероссийском научно-практическом семинаре «Использование информационных технологий при разработке месторождений нефти и газа» (г. Лениногорск, 18.08.2004 г.), семинарах главных инженеров и специалистов ОАО «Татнефть» (г. Альметьевск, 2005–2008 г.г.), семинаре "Использование информационных технологий при разработке нефтяных месторождений" ОАО "Татнефтегеофизика" (г. Бугульма, 16.05.2005), геологической конференции «Проблемы и новые перспективные направления повышения эффективности разработки объектов на поздней стадии» (г. Альметьевск, 17.11.2006), научно-технической конференции, посвященной 50-летию ТатНИПИнефть (г. Бугульма, 25.04.2006), 7-й научно-практической конференции НК «Роснефть» «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» (г. Геленджик, 25.09.2007), совместном заседании ТО ЦКР и научного совета по геологии и разработке АН РТ «Совершенствование проектирования разработки нефтяных месторождений» (г. Казань, 23.05.2007), расширенном ученом совете АГНИ (г. Альметьевск, 28.05.2007), конференции «О перспективах стабилизации добычи нефти на поздней стадии разработки на примере Ромашкинского месторождения» (г. Альметьевск, 01.06.2007), мастер-классе по информационным технологиям КГТУ (г. Казань, 22.12.2007), научно-

технической конференции «Техника и технология разработки нефтяных месторождений», посвященной 60-летию начала промышленной разработки Ромашкинского месторождения (г. Лениногорск, 15.08.2008 г.), заседании ТО ЦКР (г. Казань, 01.10.2008), семинаре главных геологов ОАО «Татнефть» «Использование информационных технологий для решения геологических задач» (г. Бугульма, 03.03.2009), семинаре Национального центра развития инновационных технологий и национальной ассоциации недропользователей им. Н.Н. Лисовского (г. Москва, 21.09.2009 г.), Всероссийской научно-практической конференции «Математическое моделирование и компьютерные технологии в разработке месторождений» (г. Уфа 13.04.2010), научно-практической конференции, посвященной 60-летию образования ОАО «Татнефть» (г. Альметьевск, 28.05.2010), 10-й научно-практической конференции НК «Роснефть» «Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами» (г. Геленджик, 23.09.2010), международной научно-практической конференции «Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья», посвященной 100-летию со дня рождения академика А.А.Трофимука, (г. Казань, 7.10.2011), Всероссийской конференции ИПНГ РАН с международным участием (г. Москва, 16.11.2011), семинаре «Новая техника и технологии в бурении и разработке месторождений (г. Азнакаево, 6.12.2011).

Публикация результатов и личный вклад автора

Основные результаты диссертации опубликованы в 83 печатных работах, в том числе в 2 монографиях, 2 патентах, 10 свидетельствах о государственной регистрации программы для ЭВМ, 7 регламентирующих документах, 62 статьях и докладах, в том числе 29 в журналах, рекомендованных ВАК.

В рассматриваемых исследованиях автору принадлежит постановка и решение задач, моделирование процессов разработки, анализ полученных результатов.

Структура и объем работы

Диссертационная работа состоит из введения, семи глав, заключения и списка литературы из 217 наименований. Объем работы составляет 326 страниц, в том числе 134 рисунка, 41 таблица.

Краткое содержание работы

Во введении обоснованы актуальность и важность проблемы совершенствования анализа проектирования и управления разработкой нефтяных месторождений на основе комплекса информационных технологий, а также сформулированы научная новизна, основные защищаемые положения, практическая ценность работы и ее реализация в промышленности.

В первой главе приведен анализ состояния изученности проблем разработки трудноизвлекаемых запасов нефти. Отмечено, что средний проектный коэффициент нефтеизвлечения (КИН) в мире составляет около 30 %, а по месторождениям США около 39 %. По данным ГКЗ, по России сейчас средний КИН составляет 38,6 %. Вместе с тем величина КИН существенно изменяется по разным месторождениям и даже пластам в зависимости от конкретных геолого-физических условий каждого из 2747 разрабатываемых в стране месторождений. Достижение этих, весьма высоких, коэффициентов нефтеизвлечения является непростой задачей, с учетом того, что в Российской Федерации более 95 % объема добываемой нефти извлекается из разрабатываемых месторождений, находящихся на поздних стадиях разработки и характеризующихся высокой обводненностью добываемой продукции.

По состоянию на 01.01.2011 г. на территории Республики Татарстан учитывается 202 нефтяных месторождения, в структуре остаточных разведанных извлекаемых

запасов нефти которых существенно преобладают трудноизвлекаемые запасы (72 %), активные запасы составляют лишь 28 %. К трудноизвлекаемым запасам относятся запасы в глинистых и малопродуктивных коллекторах, водонефтяных и тупиковых зонах месторождений легкой нефти, в коллекторах месторождений высоковязкой нефти, в карбонатных коллекторах трещинно-порового типа.

С карбонатными отложениями связано более 40 % мировых запасов нефти и около 60 % ее мировой добычи. Наибольшую сложность представляет разработка карбонатных коллекторов трещинно-порового типа. Исследования в этой области представлены работами: Р.Г. Абдулмазитова, В.Е. Андреева, К.Б. Аширова, Г.И. Баренблатта, В.Д. Викторина, А.В. Гавуры, Р.Н. Дияшева, Ю.П. Желтова, С.Н. Закирова, Р.Р. Ибатуллина, В.И. Колганова, Ю.А. Котенева, И.А. Ларочкиной, Н.П. Лебединца, Н.А. Лыкова, В.Д. Лысенко, В.Н. Майдебора, Ю.М. Молоковича, Р.З. Мухаметшина, Д.К. Нурғалиева, В.П. Пилатовского, Е.С. Ромма, М.К. Рогачева, В.М. Рыжика, В.Г. Салимова, М.Л. Сургучева, Г.И. Теодоровича, М.А. Токарева, Р.С. Хисамова, А.Н. Шандрыгина, И.А. Швецова, В.Н. Щелкачева, Coats K.N., Van Everdingen A.F., Van Golf-Racht T.D., Hurst W., Katz D.L., Mattax C.C., Kute J.R. и др.

Проведенные ранее исследования внесли большой вклад в теорию и практику разработки карбонатных коллекторов трещинно-порового типа и открывают новые горизонты исследования проблемы. В частности, управление разработкой карбонатных коллекторов путем задания оптимальных режимов скважин, вопросы моделирования и подсчета запасов.

В традиционных коллекторах также сосредоточены трудноизвлекаемые запасы, в частности, в водонефтяных зонах. В таких пластах разработка сопровождается образованием конусов воды, приводящих к быстрому обводнению скважин. Вопросами конусообразования занимались многие отечественные и зарубежные ученые. Теорию, позволяющую рассчитать предельный безводный дебит и форму конуса, предложил М. Маскет, а развили И.А. Чарный, А.П. Телков и Ю.И. Стклянин. Данные работы касаются процессов конусообразования в поровых коллекторах. Конусообразование в трещинно-поровых коллекторах также требует изучения.

Основным способом разработки нефтяных месторождений является заводнение пластов. Вопросами очистки различных типов вод для использования в системе ППД занимался В.П. Тронов. Высокая неоднородность геологического строения нефтяных пластов обуславливает неравномерность их выработки и продвижения воды при эксплуатации залежи в пользу высокопроницаемых коллекторов. Неохваченная зона низкопроницаемых коллекторов становится проблемной зоной для выработки. Одним из способов вовлечения в разработку низкопроницаемых коллекторов является нестационарное или циклическое заводнение, при котором во время остановки нагнетательной скважины давление в высокопроницаемой зоне падает быстрее, образуется депрессия между зонами и происходит переток нефти из низкопроницаемой зоны в высокопроницаемую. В настоящее время 80 % действующего фонда нагнетательных скважин ОАО «Татнефть» работает в режиме нестационарного заводнения. С начала применения данного метода дополнительно добыто 70 млн. т нефти, ограничение непроизводительной закачки составило 1 млрд. м³, отбор воды снижен более чем на 250 млн. т.

Применение нестационарного заводнения в нашей стране начато в середине 60-х годов прошлого века, в том числе на Восточно-Сулеевской, Алькеевской и Азнакаевской площадях Ромашкинского месторождения. Большой вклад в обоснование и развитие методов нестационарного заводнения внесли ученые: С.Х. Абдульмянов,

З.М. Ахметов, Н.З. Ахметов, Б.Т. Баишев, И.М. Бакиров, В.В. Васильев, Р.В. Вафин, И.В. Владимиров, В.В. Литвин, Ю.В. Михеев, Р.Х. Муслимов, Н.А. Мянникова, А.Г. Нугайбеков, Д.К. Сагитова, М.Л. Сургучев, Л.Е. Тонков, Н.И. Хисамутдинов, О.Э. Цыпкина, А.М. Шавалиев, И.Н. Шарбатова. Большинство авторов рассматривают применение данного метода преимущественно к слоисто-неоднородным пластам. Однако, в настоящее время актуальность приобрела разработка тупиковых, застойных зон, зон низкопроницаемых коллекторов и анизотропных пластов.

Одним из инструментов исследования указанных в данной главе проблем является геолого-гидродинамическое моделирование. На основании модельных экспериментов можно получить новые, неизвестные до сих пор закономерности природных процессов и разработать механизмы по усовершенствованию анализа, проектирования и управления разработкой нефтяных месторождений.

В написании данной работы автор опирался на труды следующих ученых и специалистов, внесших большой вклад в развитие теории и практики методов математического моделирования и информационных технологий в области геологии и разработки нефтяных месторождений, помимо упомянутых выше: В.А. Бадьянов, В.А. Байков, Ю.Е. Батурин, Р.Н. Бахтизин, Д.Н. Болотник, В.Д. Булыгин, Д.В. Булыгин, Г.Г. Вахитов, Ю.А. Волков, И.С. Гутман, В.А. Данилов, Л.Ф. Деметьев, В.И. Дзюба, В.М. Ентов, Н.А. Еремин, М.Ю. Желтов, Р.Х. Закиров, Э.С. Закиров, К.Е. Закревский, А.Б. Золотухин, В.А. Иктисанов, И.М. Индрупский, Р.Д. Каневская, Р.М. Кац, В.С. Ковалев, Л.Е. Кнеллер, Р.Я., Кучумов, Ф.М. Латифуллин, В.И. Леви, Е.В. Лозин, В.П. Майер, М.М. Максимов, М.В. Мееров, В.З. Минликаев, А.Х. Мирзаджанзаде, М.М. Мусин, Р.И. Нигматулин, А.И. Никифоров, Р.Х. Низаев, В.Н. Панков, Д.А. Разживин, М.Д. Розенберг, Л.П. Рыбницкая, Б.В. Сазонов, А.Н. Сабирзянов, Р.З. Саттаров, В.Р. Сыртланов, В.Б. Таранчук, Р.Т. Фазлыев, И.Н. Хакимзянов, М.М. Хасанов, А.Н. Чекалин, В.А. Чугунов, А.Х. Шахвердиев, Р.М. Юсупов, К. Aziz, N Crichlow, H. Kasemi, D.W. Peaceman, A. Settary и других.

Этими и другими авторами проработаны вопросы создания дифференциальных уравнений, численных методов, алгоритмы решения уравнений, решены основополагающие проблемы моделирования разработки нефтяных месторождений. Вместе с тем, остаются нерешенными вопросы оценки качества и адаптации гидродинамических моделей, многие методические проблемы моделирования, особенно в условиях неполноты исходной информации. Не в полной мере решены вопросы интеграции исходной информации для моделирования, создания архитектуры информационного обеспечения, автоматизации выработки решений по усовершенствованию разработки.

На основе проведенного анализа сформулированы основные задачи исследования.

Вторая глава посвящена информационному обеспечению задач по моделированию, анализу и проектированию разработки нефтяных месторождений.

С целью создания постоянно действующих моделей месторождений и их использования в производстве специалистами ТатНИПИнефть Р.Х. Ибатуллин, Р.М. Юсуповым, Р.Р. Ахметзяновым под руководством главного геолога ОАО «Татнефть» Р.Х. Муслимова в 1993 г. был разработан проект интегрированной системы анализа и прогноза разработки нефтяных месторождений (ИСАУ РНМ). В развитие данного проекта автором предложена классификация геолого-промысловой информации, используемой в постоянно действующих моделях нефтяных месторождений по описанным ниже категориям. Классификация по конкретным видам информации приведена в диссертационной работе.

По виду информации:

- Информация о геологическом строении объекта. К этой группе можно отнести координаты скважин, инклинометрию, геофизические исследования (каротаж) и результаты интерпретации геофизических исследований.

- Информация о конструкции скважин. К ней относятся конструкция скважин, результаты капремонтов, характеристики наземного и подземного оборудования, исследования технического состояния скважин.

- Информация о работе скважин и свойствах добываемых нефтей и вод. К ней относятся данные о добыче, закачке, обводненности, времени работы, пластовых и забойных давлениях, свойствах нефтей и вод, некоторые виды промысловых исследований.

По назначению информации:

- Транзакционная информация предназначена для поддержки оперативной деятельности, то есть для учета фактов деятельности и контроля ежедневных операций.

- Аналитическая информация предназначена для эффективного использования накопленной информации при анализе и принятии решений.

По способу получения:

- Первичные данные, полученные непосредственно с измерительных устройств (каротажные диаграммы, дебиты, обводненности и т.д.) и из документов (конструкции скважин).

- Вторичные данные, полученные после обработки (геолого-геофизический каталог, эксплуатационные карточки по месячной добыче и закачке и т.д.).

По способам организации:

- Информация постоянная, не изменяющаяся во времени. К ней относятся координаты, инклинометрия, геолого-геофизические данные.

- Информация регулярная, имеющая постоянный интервал изменения (сутки, месяц, год). К ней относятся данные по добыче и закачке.

- Информация нерегулярная, имеющая переменный интервал изменения. К ней относятся данные о конструкции скважин, данные о КРС и ПРС, исследования скважин.

По времени хранения:

- Временные данные, срок хранения которых определяет пользователь. К временным относятся в первую очередь результаты расчетов и копии баз данных на рабочих местах и в различных инструментальных средствах, суточные дебиты.

- Архивируемые данные хранятся неограниченный период времени. К ним относятся координаты, геология, месячная добыча и закачка.

По форме представления:

- Аналоговая (параметры пластов, добыча, давление и т.д.).

- Дискретная (количество скважин, тип коллектора и т.д.).

По способу представления:

- Текстовая.

- Табличная.

- Графическая.

- Уравнение.

- Многомерный массив.

По категории доступа:

- Открытая.

- Ограниченного доступа (конфиденциальная, служебная, гос. тайна).

По режиму передачи:

- В нерегламентные сроки.
- По запросу.
- Принудительно в определенные сроки.

На основе предложенной классификации создана архитектура программного и информационного обеспечения анализа, проектирования и управления разработкой нефтяного месторождения, основанная на разработанных при участии автора базах данных, комплексах программ по связи различных баз данных, загрузки и контроля качества информации, резервного копирования.

Разработаны схемы движения информационных потоков между корпоративными базами данных и последовательность движения информации между вычислительными системами для решения задач по моделированию, планированию мероприятий и проектированию разработки.

В третьей главе рассмотрены вопросы применения кусочно-постоянных моделей на базе АРМ геолога «ЛАЗУРИТ» для выбора мероприятий по увеличению нефтеизвлечения и интенсификации добычи нефти.

АРМ «ЛАЗУРИТ» создан в институте «ТатНИПИнефть» в начале 90-х годов под руководством главного геолога ОАО «Татнефть» Р.Х. Муслимова. Авторами первой версии пакета являются Р.М. Юсупов, Р.Р. Ахметзянов, Ф.М. Латифуллин, А.Г. Петухов другие специалисты института. С тех пор пакет широко применяется при составлении проектных документов на разработку нефтяных месторождений и при поиске (планировании) мероприятий по усовершенствованию системы разработки. За эти годы на основе АРМ геолога «ЛАЗУРИТ» созданы модели более 100 месторождений Урала-Поволжья и Западной Сибири, в том числе Ромашкинского, Ново-Елховского, Бавлинского, которые поддерживаются в актуальном состоянии, ежегодно обновляются и находятся в промышленной эксплуатации.

Основой геологической модели АРМ «ЛАЗУРИТ» являются определенные элементы, взаимосвязанные между собой. Данные элементы авторами модели названы «Удельная площадь», «Скважина», «Линза», «Пласт», «Геологическое тело», «Объект разработки», «Залежь».

Базисным является элемент «Удельная площадь». Данный элемент существует в каждом пластопересечении скважин и его границами является середина расстояния между скважинами (рис. 2). В пределах элемента «Удельная площадь» все геолого-физические свойства приняты постоянными. Таким образом, полученная модель является кусочно-постоянной. Подсчет запасов нефти в АРМ «ЛАЗУРИТ» сводится к суммированию удельных запасов всех элементов «Удельная площадь».

Несмотря на простоту принятой модели, сам процесс моделирования является сложным, чрезвычайно трудоемким, итерационным творческим процессом и занимает продолжительное время. При этом на практике часто возникает необходимость отдельно проанализировать часть объекта, у которого уже имеется построенная модель. Наименее трудоемким и наиболее корректным способом построения подмодели является способ получения ее из готовой модели путем «вырезания» необходимого элемента. Разработанная автором подсистема «ЭЛЕМЕНТЫ» АРМ геолога «ЛАЗУРИТ» позволяет выполнить эту сложную процедуру в автоматизированном режиме. Подсистема «ЭЛЕМЕНТЫ» позволяет «вырезать» подмодель как заданный участок в плане объекта, или как его заданные пласты, или по заданному списку скважин, или как комбинацию этих методов. Созданы алгоритмы, позволяющие корректно обрабатывать граничные эффекты при вырезании подмодели по латерали, вертикали и времени. Подсистема находится в промышленной эксплуатации с 1998-го года и широко

используется для оценки начальных и остаточных запасов нефти, технологических показателей разработки санитарных зон, участков ОПР, применения или планирования ГТМ, отвода земель для строительства крупных промышленных объектов и т.д.

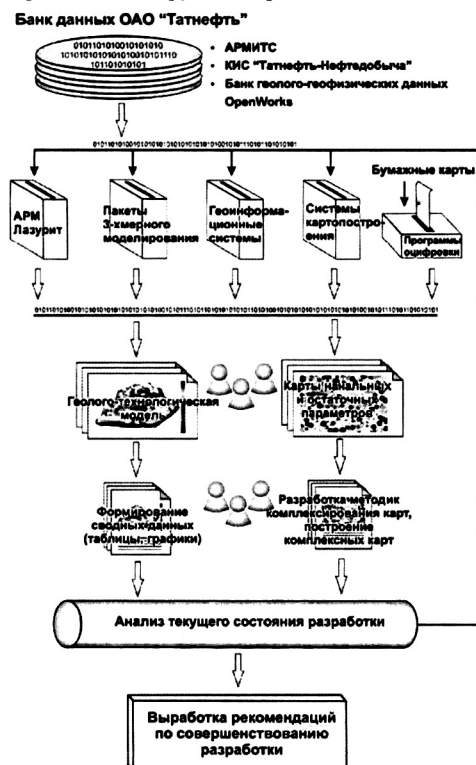


Рис. 1 Последовательность движения информации между базами данных и вычислительными комплексами

В части моделирования начальных геологических параметров, модель «ЛАЗУРИТ» отличается от полномасштабных трехмерных геологических моделей лишь способом их интерполяции в виде поля кусочно-постоянных значений. Следовательно, все те расчеты, которые традиционно проводятся в полномасштабных моделях, также проводятся и в АРМ «ЛАЗУРИТ». При этом модель отражает начальное состояние разработки. Однако для выработки рекомендаций по управлению разработкой модель должна отражать текущее состояние разработки. При традиционном подходе эта задача решается путем гидродинамического моделирования. В конечном итоге, требуется получить поле текущей нефтенасыщенности, которое станет основой для оценки текущих запасов нефти, их структуры и местоположения невыработанных участков. В АРМ «ЛАЗУРИТ» использованы упрощенные алгоритмы, основанные на инженерных расчетах, которые при недостаточной полноте и непротиворечивости исходной информации дают более надежную оценку. При этом текущая нефтенасыщенность определяется из коэффициента охвата пласта заводнением, который, в свою очередь,

вычисляется по формуле Б.Ф. Сазонова в зависимости от обводненности. Задаваясь полем текущей нефтенасыщенности, вычисляются текущие запасы нефти и текущие коэффициенты нефтеизвлечения.

После чего модель АРМ «ЛАЗУРИТ» считается построенной и позволяет осуществлять поиск решений по усовершенствованию системы разработки.

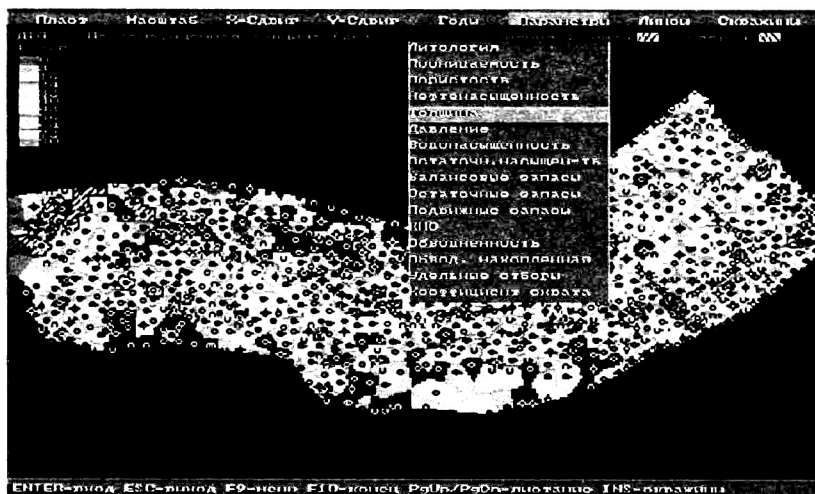


Рис. 2. Модель, построенная с кусочно-постоянным распределением величин параметров

Последний основан на многомерном анализе влияющих факторов, разработанном в трудах к.т.н. Ф.М. Латифуллина и других. Суть метода заключается в том, чтобы разбить все множество скважин на элементы воздействия, каждый из которых включает в себя нагнетательную скважину и реагирующие добывающие скважины. Далее для каждого элемента вычисляются три нормированные оценки, интегрально характеризующие сложность геологического строения, интенсивность технологического воздействия и показатели разработки данного элемента. Первая нормированная оценка формируется на основе анализа 26 параметров, вторая на основе 7 параметров, третья - по 6 параметрам. После чего вычисляется итоговая оценка как разность третьей оценки и нормы отношения второй оценки к первой, приведенная к десятизначной системе.

Те участки, для которых итоговая оценка менее пяти баллов, признаются проблемными. То есть, обладая высокой оценкой по геологическим параметрам, участок недостаточно вовлечен в разработку. Такие участки нуждаются в проведении дополнительных мероприятий по усилению системы разработки.

Данная методика легла в основу регламентов по геолого-промысловому обоснованию развития системы заводнения и по геолого-промысловому обоснованию установления оптимальных депрессий на пласт с целью снижения обводненности продукции скважин.

С использованием данного метода на основе базы данных мероприятий по усовершенствованию системы разработки созданы автоматизированные технологии выбора участков и скважин (рис. 3):

- для применения методов увеличения нефтеотдачи пластов (МУН);

- реанимации старого фонда скважин путем зарезки боковых (БС) и боковых горизонтальных стволов (БГС);
- бурения вертикальных (ВС) и горизонтальных скважин (ГС);
- планирования ГРП.

Методики геолого-промыслового обоснования физико-химических МУН и горизонтальных технологий разработаны в работах к.т.н. Ф.М. Латифуллина. Автором данной работы осуществлена постановка задачи и разработана методика применения автоматизированной технологии выбора участков и скважин для планирования ГРП. По аналогии с поиском решений для других ГТМ вначале вычисляются коэффициенты охвата заводнением, остаточные нефтенасыщенные толщины.



Рис. 3. Схема автоматизированной технологии принятия проектных решений по усовершенствованию системы разработки

Эти данные используются для поиска на объекте разработки участков со значительными остаточными запасами нефти, для планирования на этих участках различных ГТМ, в частности, проведения на скважинах гидравлического разрыва пластов (ГРП) с целью интенсификации добычи нефти и повышения конечной нефтеотдачи продуктивных пластов.

Для автоматизированного поиска скважин–кандидатов на проведение ГРП в геолого-технологическую модель анализируемого объекта загружаются дополнительные данные, включающие инклинометрию, конструкцию скважин, исследования герметичности колонны, интервалов нарушения колонны, цементного камня, межпластовых перетоков, историю ранее проведенных ГТМ. После чего осуществляется выбор скважин–кандидатов для проведения ГРП по заданным критериям для добывающих и нагнетательных скважин (рис. 4).

Эти критерии включают ограничения по дебитам жидкости, нефти или приемистости, на параметры и состояния колонны и цементного камня, на толщину пласта и межпластовых глинистых перемишек, на обводненность продукции, на пластовые давления, на удельные остаточные запасы нефти и т.д.

Каждый из этих ограничений можно менять в характерном для анализируемого объекта диапазоне значений или установить статус «данный критерий не используется».

Рассмотрим вкратце пример применения данной программы на Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения. Как правило, для девонских отложений Ромашкинского месторождения запасы нефти весьма неравномерно распределены по пластам. Наиболее значительные запасы сосредоточены в пластах нижней пачки (Д_{1в}-Д_{1д}). При этом доля запасов высокопродуктивных неглинистых коллекторов увеличивается по пластам сверху вниз по разрезу. Следует также отметить, что разница в накопленной добыче нефти дифференцированно по классам коллекторов, по отдельным пластам и по скважинным данным довольно значительна.

Текущие коэффициенты извлечения нефти (КИН) от начальных балансовых запасов по пластам, пачкам пластов и классам коллекторов по Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения меняются в широких пределах: от 19,20 % (пласт Д_{1а}) до 54,35 % (пласт Д_{1г2+3}). На площади наиболее выработаны пласты нижней пачки. При этом по всем пластам выработанность запасов коллекторов 1-го класса (высокопродуктивные неглинистые) значительно выше, чем 2-го класса (малопродуктивные), а коллекторы (1)-го класса (высокопродуктивные глинистые) имеют промежуточные значения по текущему КИН.

Таблица 1

Характеристика состояния эксплуатационной колонны и показатели по добыче нефти

Номер добывающей скважины	Герметичность колонны по всему стволу	Наличие в интервале продуктивных пластов			Дебит нефти, т/сут	Обводненность, %	Дни работы, сут	Падение дебита жидкости, в раз	Время, прошедшее после ГТМ, месяц
		нарушения колонны	нарушения цементного камня	заколонных перетоков					
2	3	4	5	6	7	9	10	11	12
00058Д	негермет.	нет	нет	нет	1,44	8,6	238	0,9	нет
00181	негермет.	нет	нет	нет	0,28	11,8	215	0,7	107
00234Д	негермет.	нет	нет	нет	1,69	18,9	345	1,1	нет
00237	негермет.	нет	нет	нет	1,00	50,0	61	0,1	нет
03190	негермет.	нет	нет	нет	2,72	15,9	152	1,0	177
03491	негермет.	нет	нет	нет	0,04	50,0	91	43,6	нет

Проведенный анализ позволяет сделать выводы, что на Миннибаевской площади основными объектами для проведения ГРП как с целью интенсификации добычи нефти, так и для повышения конечной нефтеотдачи являются пласт Д₀ кыновского и верхняя

пачка пластов ($D_{1a}-D_{1b3}$) пашийского горизонтов, при этом прежде всего пласты, сложенные коллекторами (1)-го и 2-го классов.

В табл. 1 включены первые 6 добывающих скважин – кандидатов по Миннибаевской площади Ромашкинского месторождения для проведения гидравлического разрыва пластов, подобранных по изложенной автоматизированной методике. Автоматизированный выбор кандидатов сужает область поиска, конечное решение принимают специалисты и руководители нефтедобывающей организации.

Выбор добывающих скважин для ГРП

Скважины для ГРП	
Дебит жидкости не более [л/сут]	6
Падение дебита жидкости не менее, (д.в.)	2
Дебит нефти не более, [л/сут]	3

Эксплуатационная колонна

Учет герметичности колонны	исключить не герметичные
Учет нарушенной колонны	исключить с нарушениями колонны
Учет нарушенного цементного кольца	исключить с нарушениями ЦК
Учет межпластовых перетоков	исключить с перетоками
Учет перфорации межпластовых перемычек	исключить перфорированные
Учитывать состояние и опущение цементного кольца выше и ниже пласта, (м)	20
Зачитный угол скважины в интервале пласта не более, (град)	15

Одосредненный ГРП 2-х пластов при расстоянии между ними не более, (м)	3
---	---

Начальная нефтенасыщенная толщина не менее, (м)	1.5
Толщина перемычки до заводского пласта не менее, (м)	5
Толщина перемычки до заводского пласта не менее, (м)	5
Обязанность грудинки не более, (г)	50
Пластовое давление от среднего не менее, (д.в.)	0.7
Идеальные извлеченные остаточные запасы нефти не менее, (тыс.т.)	6
Расстояние до ближайшей нагнетательной скважины не менее, (м)	300
Время прошедшее после проведения ГТМ не менее, (мес.)	18

Коэффициент осыпания заводнением не более (д.в.)	0.6
Остаточная нефтенасыщенная толщина не менее, (м)	1.5
Оценка геотекстуроподобия не более	5

В скважине скважины для ГРП

Скважины для ГРП	
Применимость не более, (д.в.)	50
Пластовое давление от среднего не более, (д.в.)	0.7
Падение герметичности не менее, (д.в.)	2

3-х скважинная колонна

Учет герметичности колонны	исключить не герметичные
Учет нарушенной колонны	исключить с нарушениями колонны
Учет нарушенного цементного кольца	исключить с нарушениями ЦК
Учет межпластовых перетоков	исключить с перетоками
Учет перфорации межпластовых перемычек	исключить перфорированные
Учитывать состояние и опущение цементного кольца выше и ниже пласта не менее, (м)	20
Зачитный угол скважины в интервале пласта не более, (град)	15

Одосредненный ГРП 2-х пластов при расстоянии между ними не более, (м)	3
---	---

Заводская толщина пласта не менее, (м)	1.5
Толщина перемычки от заводского пласта не менее, (м)	5
Толщина перемычки от заводского пласта не менее, (м)	5
Извлеченные запасы нефти участка не менее, (тыс.т.)	6
Расстояние до ближайшей добывающей скважины не менее, (м)	300
Время прошедшее после проведения ГТМ не менее, (мес.)	18

Оценка геотекстуроподобия не более	5
------------------------------------	---

По умолчанию

Рассчет

Выход

По умолчанию

Рассчет

Выход

Рис. 4. Вид окна АРМ геолога «ЛАЗУРИТ» для установки критериев при подборе скважин для проведения ГРП

В четвертой главе приведена постановка задачи полномасштабного геолого-гидродинамического моделирования, разработаны методика и программное обеспечение для адаптации геолого-гидродинамических моделей и оценки их качества, показаны основные проблемы, возникающие при моделировании, и пути их решения. Показано применение геолого-технологических моделей для решения задач и установления новых закономерностей, неизвестных ранее.

Расчеты проводились с использованием модели «черной» нефти, которая содержит три фазы: нефть, воду и газ. Вода и нефть не смешиваются и не обмениваются массами. Газ предполагается растворимым в воде и нефти. Эта модель нефти базируется на уравнении неразрывности и законе Дарси, описывающем течение каждого флюида.

Предполагается, что при изотермическом течении флюиды в пласте находятся при постоянной температуре и в состоянии термодинамического равновесия.

Зависимости PVT (давление – объем – температура) были взяты по данным петрофизических исследований.

Предполагается, что начальными условиями для пласта являются условия равновесия давлений. Для полной формулировки математической модели исходная система уравнений была дополнена уравнениями состояния (данными PVT), о которых сказано выше, а также начальными и граничными условиями.

Предложена технология построения модели, автоматизирующая математическое моделирование структурных поверхностей в зонах отсутствия отметок пластов в интеграции с интерпретацией данных в скважинах для выделения пластов-аналогов. Для выделения в скважинах пластов-аналогов разработаны методика и компьютерная программа, которые позволяют задать пласт-аналог в каждой скважине в зонах отсутствия коллектора пропорционально общему ГСР.

Для осуществления достоверного прогноза показателей разработки необходимо провести адаптацию модели по истории разработки. Данный процесс не может быть выполнен идеально по каждой скважине, а его успех зависит во многом от субъективных факторов. Часто качество модели оценивается визуально по графикам или с помощью табличных данных сравнения фактических и модельных показателей. Нами предложена методика оценки качества моделей на основе интегрального параметра. Совместно с методикой создана компьютерная программа, которая ее реализует.

Основная идея методики оценки качества модели состоит в том, чтобы рассчитывать коэффициент корреляции и адаптации модели по заданному параметру, или по их совокупности. Причем эти коэффициенты рассчитываются как для каждой скважины, так и для групп скважин и месторождения в целом. Далее скважины ранжируются по типам пористости и проницаемости перфорированных пластов. Нами введен коэффициент адаптации модели, который определен как произведение коэффициента корреляции заданного параметра скважины на отношение дисперсий фактических и модельных данных этого параметра:

$$\varpi_{xy} = \rho_{xy} \frac{\sigma_x^2}{\sigma_y^2}, \quad (1)$$

где ρ_{xy} – коэффициент корреляции;

σ_x^2 – дисперсия выборки x ;

σ_y^2 – дисперсия выборки y .

На рис. 5 представлена табличная форма распределения скважин по интервалам изменения коэффициента адаптации модели по дебиту нефти.

Для определения качества адаптации модели в зависимости от коэффициента проницаемости проведено ранжирование скважин по интервалам коэффициентов корреляции и адаптации и по типам проницаемости и пористости. Скважины по своим коллекторским свойствам разбиты на 7 групп.

По каждой из групп вычислен коэффициент адаптации модели, который представлен на рис. 6. Видно, что для данного объекта скважины каждой группы адаптированы примерно одинаково, причем скважины первой группы адаптированы лучше других.

Таблица 2

Группирование скважин по коэффициенту проницаемости коллектора

Группа	Характеристика группы
1	все перфорированные пласты имеют проницаемость не выше 0,03 мкм ²
2	все перфорированные пласты имеют проницаемость от 0,03 до 0,1 мкм ²
3	все перфорированные пласты имеют проницаемость свыше 0,1 мкм ²
4	смешанная 1 и 2 группы
5	смешанная 1 и 3 группы
6	смешанная 2 и 3 группы
7	смешанная 1, 2 и 3 группы

С.И. Билибин, а также нашей практикой моделирования установлено, что только в процессе 3D геологического моделирования и возникшей для этого необходимостью обобщения геологических, геофизических, петрофизических, геодезических, промысловых данных можно создать непротиворечивую базу данных и откорректировать результаты интерпретации отдельных геофизических методов и инклинометрии скважин.

Используя полученную модель, можно изучать геологическое строение объекта с позиций трехмерности, при этом видны многие закономерности, скрытые при двумерной визуализации. Вместе с тем справедливо и то, что при корректной передаче полученной трехмерной модели на двумерную карту, выявленные закономерности остаются. Более того, получается удобный инструмент анализа в виде концентрированной информации.

Распределение временных шагов (%)

Коеф. корр.	Частость	Накоп. част.
0.0 - 0.1	100	100.00
0.1 - 0.2	0.00	100.00
0.2 - 0.3	0.00	100.00
0.3 - 0.4	0.00	100.00
0.4 - 0.5	0.00	100.00
0.5 - 0.6	26.67	100.00
0.6 - 0.7	22.22	73.33
0.7 - 0.8	6.67	51.11
0.8 - 0.9	37.78	44.44
0.9 - 1.0	6.67	6.67

Распределение скважин (%)

Коеф. корр.	Частость	Накоп. част.
0.0 - 0.1	100	100.00
0.1 - 0.2	0.38	100.00
0.2 - 0.3	0.00	99.62
0.3 - 0.4	0.57	99.62
0.4 - 0.5	1.15	99.05
0.5 - 0.6	2.67	97.90
0.6 - 0.7	6.30	95.23
0.7 - 0.8	15.08	88.93
0.8 - 0.9	71.95	73.85
0.9 - 1.0	1.91	1.91

Рис. 5. Распределение скважин по интервалам изменения коэффициента адаптации модели

В области автоматизированного построения геологических карт среди множества существующих программных продуктов сложилась такая ситуация, что ряд важных задач для различных нефтяных компаний решаются с помощью разных программных средств, например, MapInfo, ArcView Gis, SCAD, MapManager, ZMAPplus и т.д. Часто приходится пользоваться различными программными комплексами.

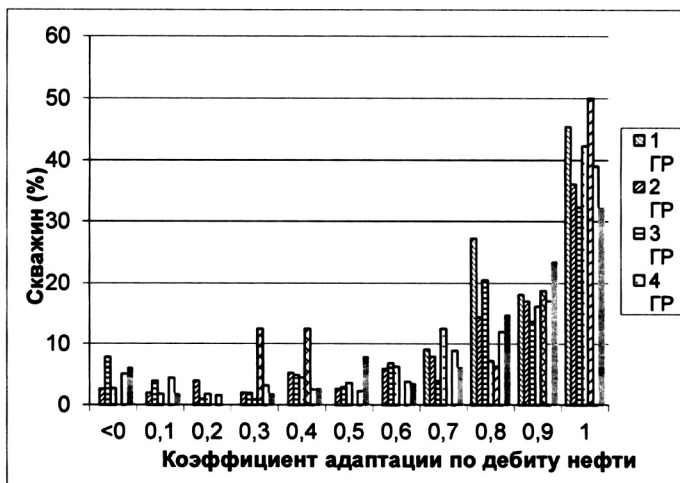


Рис. 6. Распределение скважин по коэффициенту адаптации модели в зависимости от группы по проницаемости

Программный комплекс картопостроения, применяемый в ОАО «Татнефть», используется на всех стадиях эксплуатации объектов разработки.

В программе заложены алгоритмы построения определенного количества стандартных карт: структурных, изопакит, изобар, геолого-геофизических параметров пластов, разработки. При этом под руководством автора данной работы разработан вспомогательный комплекс картопостроения, связанный с созданием нестандартных карт. Это карта коэффициента охвата заводнением, карта остаточных нефтенасыщенных толщин, структурная карта кровли продуктивных коллекторов, карта с отображением взаимовлияния скважин.

Академиком Р.Х. Муслимовым выдвинута гипотеза о восполнении ресурсов углеводородов эксплуатируемых месторождений за счет их глубинного притока из кристаллического фундамента и поставлены задачи по установлению наличия и местоположения нефтеподводящих каналов с целью обоснования заложения поисково-оценочных скважин.

Решение данной задачи возможно с применением различного инструментария, например, построением структурных карт. Целесообразно было бы построить структурную карту по скважинам, вскрывшим кристаллический фундамент, однако представительность таких скважин чрезвычайно мала (433 шт.) и не позволит выявить тренды по всему Ромашкинскому месторождению. Поэтому, учитывая характер осадконакопления в виде согласного залегания пластов Ромашкинского месторождения, нами на основе информации, полученной из трехмерной модели, построена структурная карта кристаллического фундамента, где в качестве тренда использована структурная карта по подошве регионального репера первого порядка – верхнего известняка (рис. 7). По данной карте выявлены закономерности резких изменений гипсометрических отметок, что позволяет сделать вывод о локализации структурных элементов фундамента в пределах Ромашкинского месторождения (положение и конфигурация блоков, а также глубинных разломов). Это позволит осуществить направленные поиски

зон разуплотнения и возможного глубинного подтока флюидов сквозь фундамент в осадочную часть разреза.



Рис. 7. Структурная карта по кровле кристаллического фундамента Ромашкинского месторождения.

Создана методика выявления геолого-технологических тел, содержащих невыработанные запасы нефти. По геолого-технологической модели строится карта плотности остаточных запасов в целом на горизонт. По этой карте оконтуриваются зоны, содержащие запасы нефти с учетом нагнетательных скважин. Далее, на данную карту наносятся слои карт: толщины нефти, количества пропластков, общей толщины объекта. При нанесении каждого слоя при необходимости происходит корректировка границ геолого-технологических тел. В итоге получаем согласованные границы по различным признакам.

Следуя данному алгоритму, нами были выделены геолого-технологические тела невыработанных запасов нефти по Павловской площади Ромашкинского месторождения (рис. 8).

Далее проведено исследование влияния различных видов неоднородности на эффективность нестационарного заводнения в геолого-физических условиях, типичных для месторождений ОАО «Татнефть». В расчетах были приняты следующие параметры: начальное пластовое давление – 15 МПа, сжимаемость пласта – $4,3 \cdot 10^{-6}$ МПа⁻¹;

сжимаемость воды – $3,5 \cdot 10^{-6}$ МПа⁻¹; плотность воды – 1084 кг/м³; вязкость воды – 1.72 мПа·с, плотность нефти – 860 кг/м³, объемный коэффициент нефти – 1,65 м³/м³, вязкость нефти – 4,3 мПа·с, газосодержание – 42 т/м³, сжимаемость нефти – $9,9 \cdot 10^{-6}$ МПа⁻¹.



Рис. 8. Выделение геолого-технологических тел

Различные виды неоднородности по-разному влияют на нестационарное заводнение. Поэтому целесообразно определить, для каких видов неоднородности данный метод наиболее эффективен. Была использована модель пласта, состоящая из двух зон с разной проницаемостью, и различной геометрической формой и расположением (рис. 9).

Воспользуемся коэффициентами эффективности, предложенными И.Н. Шарбатовой и М.Л. Сургучевым:

$$\xi = \frac{Q_{\text{ц}}}{Q_{\text{об}}}, k_1 = \frac{\sum Q_{\text{ц}}}{\sum Q_{\text{об}}}, k_2 = \frac{\sum Q_{\text{ц}} + \sum Q_{\text{од}}}{\sum Q_{\text{оч}} + \sum Q_{\text{од}}}, \quad (2)$$

где $Q_{\text{ц}}$ – добыча нефти при циклическом заводнении;

$Q_{\text{об}}$ – то же при обычном заводнении;

$\sum Q_{\text{ц}}$ – накопленная добыча нефти при циклическом заводнении;

$\sum Q_{\text{об}}$ – то же при обычном заводнении;

$\sum Q_{\text{оч}}$ – накопленная добыча при обычном заводнении за время применения метода;

$\sum Q_{\text{од}}$ – накопленная добыча за время, предшествующее циклическому заводнению.

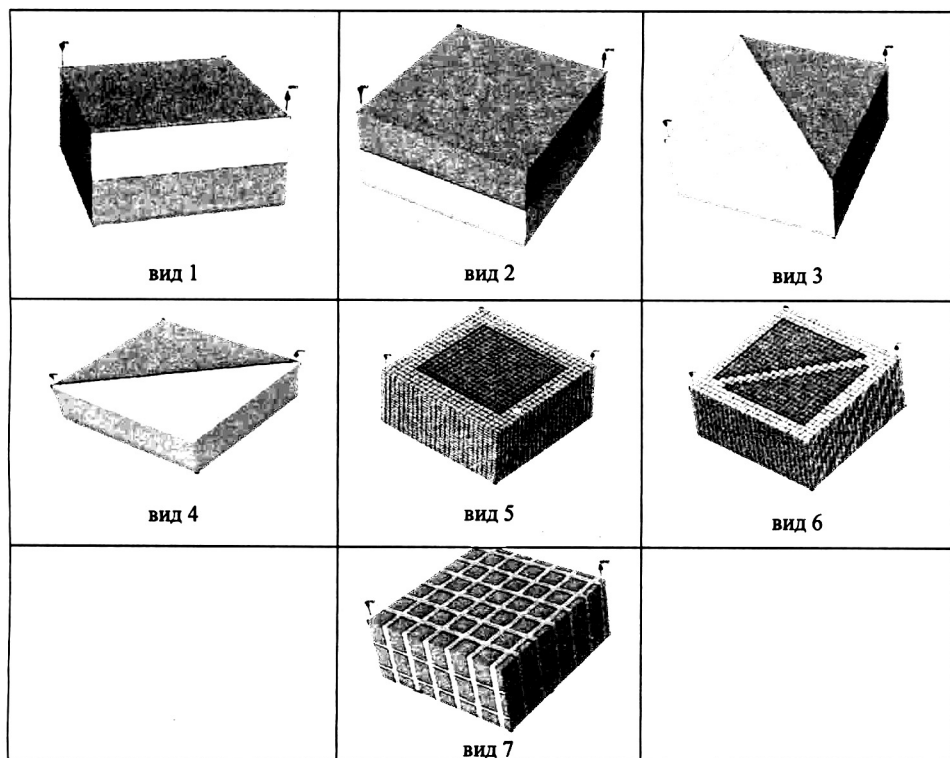


Рис. 9. Виды неоднородности

Введем дополнительно два параметра $\xi_1 = \frac{Q_{ч1}}{Q_{об}}$, $\xi_2 = \frac{Q_{ч2}}{Q_{об}}$,

где $Q_{ч1}$ – добыча нефти при циклическом заводнении в период простоя нагнетательной скважины;

$Q_{ч2}$ – добыча нефти при циклическом заводнении в период работы нагнетательной скважины.

Результаты моделирования представлены в таб. 3.

При рассмотрении 1 и 2 видов неоднородности можно заметить, что коэффициенты эффективности ξ , ξ_1 и ξ_2 для второго вида выше, чем для первого, но дополнительная добыча для первого вида выше. Это связано с тем, что базовая добыча для первого вида выше, чем для второго. Таким образом, наибольшая эффективность нестационарного заводнения наблюдается для пластов со вторым видом неоднородности из семи рассмотренных. Для шестого вида неоднородности эффективности стационарного и нестационарного заводнения равны.

При нестационарном заводнении для видов неоднородности 1, 4, 5, 6 эффективность выше в период работы нагнетательной скважины. Для видов неоднородности 2, 7 эффективность выше в период простоя нагнетательной скважины. Для 3 вида в оба полупериода эффективности циклики одинакова.

Результаты исследования могут быть сформулированы следующим образом:

1. Циклическое заводнение наиболее эффективно для слоисто-неоднородных пластов, для пластов с зональной неоднородностью при расположении нагнетательной скважины в высокопроницаемой зоне и для пластов с ячеистой неоднородностью по проницаемости, что имеет место в коллекторах трещинно-порового типа.

2. Циклическое заводнение неэффективно при проницаемости в низкопроницаемой зоне выше $5 \cdot 10^{-4}$ мкм², при наличии высокопроницаемых каналов между нагнетательной и добывающей скважинами.

3. Наибольшая эффективность нестационарного заводнения по накопленной добыче наблюдается для третьего и седьмого видов неоднородности. Для шестого вида неоднородности эффективности стационарного и нестационарного заводнения равны.

Таблица 3

Показатели эффективности нестационарного заводнения для различных видов неоднородности

Вид неоднородности	ξ	ξ_1	ξ_2	k_1	k_2
1	1,32	1,29	1,89	1,09	0,99
2	2,13	2,22	2,03	1,06	1,03
3	1,38	1,38	1,38	1,39	1,39
4	1,27	1,19	1,36	1,07	1,00
5	1,15	1,14	1,16	1,06	1,03
6	1,03	0,98	1,07	1,06	1,01
7	1,21	1,22	1,20	1,28	1,24

Далее проведены исследования конусообразования и оседания конуса воды в трещинно-поровом пласте. Показано, что, в отличие от пластов порового типа, с момента отключения скважины при оседании конуса в трещинах, конус в матрице не только не уменьшается, а, наоборот, увеличивается. Мы связываем это явление с процессом капиллярной пропитки, которая происходит в остановленной скважине, в результате которой вода из трещин перетекает в матрицу, увеличивая объем конуса. В трещинно-поровых коллекторах конусообразование в трещинах и матрицах происходит антибатно, рост конуса в трещинах сопровождается его убылью в матрице, и наоборот.

В пятой главе проведены исследования по выявлению влияния геологических и технологических параметров на основные показатели разработки трещинно-поровых коллекторов. Определялось влияние таких параметров, как линейные размеры блоков матрицы, пористость блоков матрицы, величина капиллярного давления, размеры переходной зоны. В результате исследований показано, что увеличение объемной плотности трещин (или их густоты при наличии ориентированных систем трещин) приводит к улучшению технологических показателей разработки залежи (увеличению добычи нефти и снижению добычи попутной воды). При слабой трещиноватости запасы нефти трещинно-порового пласта будут вырабатываться недостаточно.

С увеличением пористости блоков снижаются капиллярные силы и интенсивность капиллярной пропитки, тем самым оказывая неблагоприятное влияние на нефтеотдачу и другие показатели разработки.

Рост капиллярного давления в системе нефть-газ-вода-порода приводит к повышению нефтеизвлечения в гидрофильных трещинно-поровых коллекторах. При значительном росте капиллярного давления в таком коллекторе вода удерживается в блоках породы и практически не добывается.

Для определения влияния режимов работы скважин на технологические показатели разработки были проведены расчеты при различных депрессиях в следующих вариантах:

- одна вертикальная добывающая скважина;
- одна вертикальная добывающая и одна вертикальная нагнетательная скважина;
- одна горизонтальная скважина с тремя различными профилями (нисходящий, горизонтальный в кровельной части пласта, горизонтальный в центральной части пласта).

Общим для всех вариантов разработки трещинно-порового коллектора является то, что существует узкий интервал времени, в течение которого обводненность продукции резко возрастает от малых до очень больших величин.

При эксплуатации залежи в трещинно-поровом коллекторе без заводнения, дебит нефти выше при более высоких депрессиях. Динамика роста обводненности при работе залежи без поддержания пластового давления характеризуется тем, что момент резкого роста обводненности отодвигается во времени по мере снижения депрессии. При очень малых депрессиях резкого роста обводненности не наблюдается вовсе.

При заводнении дебит нефти вертикальной скважины со временем практически перестает зависеть от депрессии на пласт. Динамика роста обводненности вертикальной скважины при заводнении характеризуется тем, что, начиная с некоторой величины депрессии, интервал резкого роста обводненности и темп роста практически перестают зависеть от величины приложенной депрессии.

Дебит нефти горизонтальной скважины быстро падает, однако со временем также оказывается мало зависящим от депрессии. При высоких депрессиях горизонтальные скважины будут обводняться практически сразу, в течение первого года эксплуатации. При умеренных депрессиях момент быстрого роста обводненности отодвигается во времени, причем, чем ниже депрессия, тем длительнее срок работы скважины с малой обводненностью. При некоторой очень малой депрессии резкого роста обводненности не наблюдается.

Для горизонтальной скважины при ориентации ее ствола параллельно направлению трещин дебит нефти незначительный, но достаточно стабильный, обводненность растет плавно, как в случае гранулярных коллекторов. Для горизонтальной скважины при ориентации ее ствола ортогонально направлению трещин высокий начальный дебит быстро падает, обводненность растет, и по величине становится выше обводненности при параллельной ориентации ствола.

Таким образом, характерным для трещинно-поровых коллекторов является то, что при низких депрессиях увеличивается срок эксплуатации скважины с малой обводненностью вследствие уменьшения скорости движения воды по трещинам, в результате чего возрастает доля нефти в жидкости, фильтрующейся в трещинах породы. Можно констатировать, что механизм выработки запасов трещинно-порового пласта отличается от механизма вытеснения нефти за счет напора воды, который имеет место в гранулярных коллекторах. Дебит жидкости зависит от депрессии для той и другой модели коллектора, однако дебит нефти, за исключением некоторого начального периода разработки, в трещинно-поровом коллекторе оказывается от нее мало зависящим.

Показано, что организация заводнения после некоторого периода эксплуатации залежи на естественном режиме не приводит к ухудшению конечных результатов по нефтеизвлечению, накопленной добыче нефти и обводненности, по сравнению с

заводнением, введенным с начала разработки, кроме того, накопленная добыча воды и закачка снижаются, однако срок разработки увеличивается.

В данной главе предложен способ проверки геологической модели на соответствие промысловым данным. При этом, по данным геологической модели строится гидродинамическая модель, оценивается точность адаптации в целом по объекту и по отдельным скважинам. Далее оценивается влияние трещин на показатели разработки, и наконец, проводится дополнительная оценка по характеристикам вытеснения. Для апробации предложенной методики было построено 2 модели по разным интерпретациям ГИС (далее данные 1, данные 2). Первая модель чисто порового типа, вторая модель – трещинно-порового типа, причем модель 2 характеризует более расчлененный пласт, запасы в первой модели на 40 % больше, чем во второй. Разница в запасах объясняется тем, что в процессе построения геологической модели 2 были выделены интервалы с повышенным содержанием сульфатов (гипса и ангидрита) и отнесены к неколлекторам. В модели 1 эти интервалы не выделялись.

Первым этапом проверки моделей было сопоставление фактических показателей по добыче нефти, воды и жидкости с аналогичными показателями, полученными по обеим моделям (табл. 4). Из таблицы видно, что модель 2 значительно лучше приближена к факту по сравнению с моделью 1 по объекту в целом. Далее проверено качество адаптации по скважинам в соответствии с описанной во второй главе методикой. В модели 1 свыше 42 % скважин воспроизводят историю с коэффициентом корреляции по нефти более 0,7. По модели 2 с корреляцией по нефти более 0,7 воспроизводят историю 61 % скважин.

По модели 1 с корреляцией по воде более 0,9 воспроизводят историю 30 % скважин, а по модели 2 с той же корреляцией по воде 61 % скважин. Сравнивая воспроизведение истории разработки моделями 1 и 2, можно отметить объективное превосходство модели 2, которое обусловлено влиянием двух факторов. Первый фактор заключается в принципиальном отличии по типу модели. Второй фактор заключается в значительной разнице (более 40 %) в запасах нефти. В модели 1 наблюдается меньший по сравнению с фактом отбор жидкости, и в особенности воды. Причиной может быть то, что характеристики карбонатных пластов, заложенные в модель, не высоки, а трещиноватость не учтена, поэтому в модели не поддерживается заданный отбор жидкости и происходит переход на режим поддержания забойного давления.

Нами было сделано предположение о том, что при внесении в модель 1 параметров трещин возможно поддержание фактических отборов жидкости. Для проверки данной гипотезы, а также для выявления влияния запасов нефти на воспроизведение истории разработки была построена модель, содержащая все параметры модели 1, а следовательно, и запасы, плюс параметры трещин модели 2. В результате полученная модель, назовем ее условно 1-2, действительно по отбору жидкости практически повторила модель 2. Накопленный отбор жидкости модели 1-2 составил 96 % от отбора жидкости модели 2. Несмотря на то, что с введением параметров трещиноватости удалось вывести добычу жидкости на уровень модели 2, дебиты нефти в модели 1-2 значительно превосходят фактические дебиты, а дебиты воды меньше фактических. Накопленная нефть модели 1-2 в 2,03 раза превышает фактическое значение, накопленная вода составляет 20 % от фактического значения.

Сопоставление извлекаемых запасов данного участка, полученных по характеристикам вытеснения, с извлекаемыми запасами по моделям 1 и 2 показало, что запасы по модели 1 в два раза превышают самую высокую оценку, полученную по характеристикам вытеснения, а запасы по модели 2 практически совпадают с запасами

по методике А.В. Копытова и со средними запасами по всем характеристикам вытеснения.

Таблица 4

Показатели, характеризующие адаптацию моделей в целом по участку

Показатели	Модель 1	Модель 2
Дебит жидкости на 01.10.2003 в % от фактического значения	53	91
Накопленная добыча жидкости на 01.10.2003 в % от фактического значения	57	90
Дебит нефти на 01.10.2003 в % от фактического значения	58	92
Накопленная добыча нефти на 01.10.2003 в % от фактического значения	107	103
Дебит воды на 01.10.2003 в % от фактического значения	51	90
Накопленная добыча воды на 01.10.2003 в % от фактического значения	28	82

На основе проведенных исследований можно сделать следующие выводы:

- предложенная методика оценки качества интерпретации может быть использована для карбонатных отложений;
- для условий залежей 302-303 использование гидродинамического моделирования без привлечения параметров трещин представляется нецелесообразным;
- интерпретация разреза с большей неоднородностью и расчлененностью более точно соответствует фактической работе скважин по сравнению с более однородной;
- интерпретация геолого-геофизического материала без учета содержания сульфатов (гипса и ангидрита) дает завышенные запасы нефти, что не позволяет ее рекомендовать для применения в условиях залежей в карбонатных коллекторах среднего карбона;
- целесообразно дополнить обязательный комплекс геофизических исследований карбонатных коллекторов среднего карбона акустическим методом и методом рассеянного гамма-излучения (плотностной вариант).

Далее на основе гидродинамических расчетов и теоретических выкладок была предложена технология регулирования разработки нефтяных залежей путем изменения производительности добывающих скважин.

Ранее нами показано, что по истечении некоторого времени работы скважины в трещинно-поровом коллекторе депрессия несущественно влияет на дебит нефти в силу того, что нефть, содержащаяся в трещинах, извлечена, а извлечение нефти из блоков матриц мало зависит от создаваемого гидродинамического перепада давлений, но больше зависит от действия капиллярных и гравитационных сил. Однако при насыщении трещин нефтью скорости гравитационного вытеснения и капиллярной пропитки снижаются. Поэтому необходимо задание таких режимов на скважине, при которых вся нефть, поступающая из матрицы в трещину, перемещалась бы к забою скважины, при этом депрессии не должны быть избыточны, чтобы не происходило увеличение попутно добываемой воды.

Рассмотрим работу обводненной скважины. Контур вытеснения в этом случае уже дошел до забоя скважины, а контур пропитки находится в зоне, удаленной от скважины. Происходит выработка запасов блоков матрицы. При этом коэффициент продуктивности скважины резко возрастает, что обусловлено изменением вязкости притекающей жидкости (для воды примерно – 1 мПа·с, для нефти – 40 мПа·с). Если поддерживать ту же депрессию, то дебит скважины возрастет до 40 раз. Таким образом,

процесс обводнения скважины сопровождается увеличением коэффициента продуктивности скважины и многократным ростом объема попутно добываемой воды.

В этих условиях приходится регулировать отборы жидкости, чтобы не извлекать из пласта воду, которая не совершает полезной работы по вытеснению нефти. Предел, до которого можно снизить депрессию на пласт, определяется уравниванием действия приложенных гидродинамических сил с действием капиллярных и гравитационных сил в зонах, удаленных от скважин, т.е. там, где происходит выработка запасов нефти из блоков матрицы. При этом действие капиллярных и гравитационных сил остается неизменным (если, конечно, не применять вытесняющие агенты, изменяющие смачиваемость и поверхностное натяжение на границе раздела фаз).

Таким образом, надо снизить скорость движения воды в трещинах вдали от скважины, однако не ниже скорости капиллярной пропитки, чтобы не допустить снижения темпов выработки запасов нефти в блоках. При этом дебит скважины будет определяться темпом капиллярной пропитки блоков породы.

Приравнивая скорость движения воды в трещинах на расстоянии r от оси скважины $v_m = \frac{m_m \delta^2}{12\mu_e} \frac{p_k - p_c}{\ln(R_k - r_c)} \frac{1}{r}$ к скорости капиллярной пропитки блоков матрицы на фронте вытеснения $v_{кан} = \frac{\alpha_0 l p_{кан}}{\mu_n}$ и, полагая $r = R_k$, получим формулу, связывающую значения минимальной депрессии, капиллярного давления и параметров коллектора и пласта:

$$p_k - p_c = \frac{12\alpha_0 \mu_e l}{m_m \mu_n \delta^2} R_k \cdot \ln \frac{R_k}{r_c} p_{кан}, \quad (3)$$

где μ_n, μ_e – вязкости нефти и воды (МПа/с); $p_k, p_c, p_{кан}$ – давление на контуре питания, забойное давление и капиллярное давление (МПа); r, l – расстояние до фронта пропитки и линейные размеры блока матрицы (м); m_m, δ – пористость (д. ед.) и раскрытость (м) трещин; $\alpha_0 = \bar{\alpha} k_{\delta\delta} / l^2$ – безразмерный коэффициент, зависящий от геометрических характеристик блока матрицы; $k_{\delta\delta}$ – проницаемость блока (м²).

Эксплуатация скважины с регулированием депрессии позволяет существенно снизить обводненность добываемой продукции за счет повышения эффективности использования капиллярных сил. Промысловые исследования показали, что, после установления расчетных технологических режимов, удастся снизить обводненность продукции скважин и продлить срок их рентабельной эксплуатации, что, в свою очередь, позволит повысить коэффициент нефтеизвлечения.

Технология регулирования разработки путем выравнивания скорости подъема ВНК заключается в том, чтобы приостановить конусообразование воды в скважине. Для этого в добывающих скважинах проводят водоизоляционные работы нагнетанием тампонирующего реагента селективного действия с последующей обработкой призабойной зоны кислотным составом, производят порционное нагнетание указанного тампонирующего реагента с продавливанием его на определенное расстояние, а обработку призабойной зоны производят кислотно-нефтяной смесью с разрывом блоков пласта через систему трещин, причем эту же смесь используют в качестве продавочной жидкости. При нагнетании тампонирующий раствор из-за меньших сопротивлений пластовой системы в первую очередь поступает в трещины и высокопроницаемую часть

коллектора. Для улучшения проницаемости матрицы производится разрыв и обработка стенок блока. Была построена геолого-гидродинамическая модель пилотного участка залежи, при этом геологическая модель отражала реальные запасы, а история разработки была воспроизведена таким образом, что к концу первого года эксплуатации скважина обводнилась до 96 %, отобрав 2,4 тыс. тонн нефти, с дебитом 4 т/сут (рис. 10).

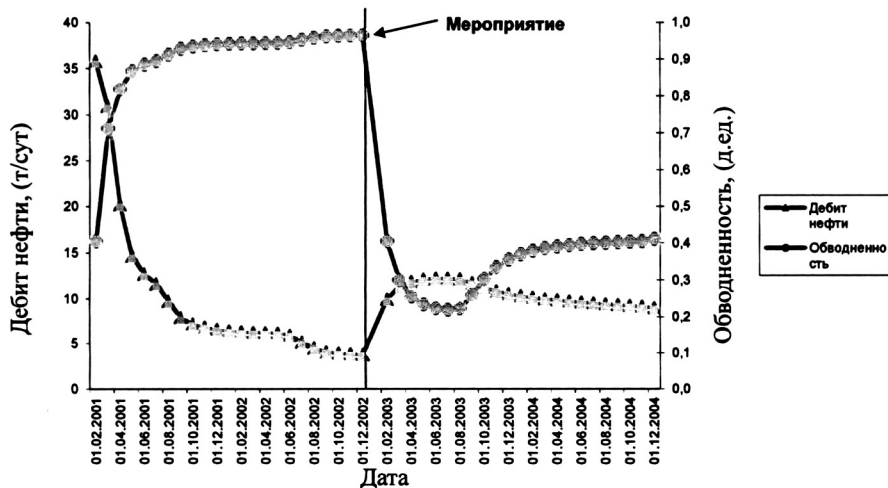


Рис. 10. Дебит нефти и обводненность до и после проведения мероприятия

Модель показала, что произошло обводнение скважины за счет подъема конуса воды в прискважинной зоне, при этом в удаленной зоне пласта запасы не были выработаны. Дальнейшая эксплуатация данной скважины в том же режиме не приведет к выработке этих запасов вследствие низкого охвата заводнением. На гидродинамической модели был просчитан результат мероприятия путем перераспределения трещин внутри сеточного блока, обнуления вертикальной проницаемости трещин при неизменной латеральной проницаемости и значительного снижения фазовой проницаемости воды в трещинах. После проведения мероприятия обводненность скважины снизилась до 40 %. Дебит скважины возрос с 4 до 10 т/сут.

Шестая глава. В предыдущих главах основное внимание уделено разработке трудноизвлекаемых запасов в трещинно-поровых коллекторах. В данной главе задача разработки нетрадиционных запасов получила свое развитие в области решения прикладных задач гидроразрыва пласта для карбонатных коллекторов и битумных пластов. Недостаточная эффективность операций гидравлического разрыва в карбонатных отложениях и на малых глубинах сдерживает применение этого метода стимуляции скважин. Расширение области применения ГРП возможно после моделирования процесса с выявлением всех влияющих факторов.

На проводимость трещины сильное влияние оказывает твердость карбонатных пород. Величина твердости для целей гидроразрыва пластов определяется методом Бринелля. Такие определения для карбонатов нефтяных месторождений Татарстана отсутствуют. Диапазон изменения твердости известняков достаточно широк – от 100 до 800 МПа по литературным данным. Путем моделирования в программе Майера нами было установлено, что если твердость породы меньше 140 МПа, проводимость трещины резко падает при прочих равных условиях. Следовательно, для пород с твердостью

меньше указанной, проведение гидроразрыва не приведет к возникновению проводящей трещины. В этом случае трещина под влиянием горного давления сомкнется, или произойдет полное вдавливание проппанта в породу. Результаты моделирования представлены на рис. 11.

Значения твердости, превышающие 140 МПа, отмечены только для двух объектов – башкирских и турнейских отложений Ново-Елховской площади. Поскольку каждый образец характеризует определенный интервал толщины отложений, то становится ясным, что не все трещины, созданные путем гидравлического разрыва, или не вся полная их высота, останутся открытыми после стравливания давления. Поэтому величина твердости карбонатов должна быть включена в критерии подбора скважин для гидроразрыва.

Результаты измерения твердости карбонатов по Бринеллю приведены в табл. 5 и табл. 6.

Таблица 5

Средние значения твердости пород башкирских отложений

Площадь	Твердость, МПа
Степноозерская (Северо-Восточный борт Мелекесской впадины)	185,51
Ново-Елховская (Ново-Елховское месторождение)	294,51
Куакбашская (Ромашкинское месторождение)	470,58

Таблица 6

Средние значения твердости пород турнейских отложений

Площадь	Твердость, МПа
Вишнево-Полянская (Северо-Восточный борт Мелекесской впадины)	209,73
Ново-Елховская (Ново-Елховское месторождение)	274,25
Куакбашская (Ромашкинское месторождение)	276,11

Вблизи ствола скважины почти всегда присутствуют множественные трещины, благодаря их зарождению от каждого перфорационного отверстия в обсаженном стволе или из существующих (естественных или возникших при бурении) трещин вдоль открытого интервала ствола. Возникновение и рост множественных трещин приводят к росту давления гидроразрыва пласта, что в ряде случаев вынуждает преждевременно прекратить процесс.

Моделирование множественных одновременно развивающихся трещин было проведено для их числа, равного 1, 2, 4, 8 и 16 при всех прочих равных параметрах. Расчет проводился для проппанта двух фракций 20/40 и 12/20 меш производства Боровичевского комбината огнеупоров. Для средне- и высокопроницаемых коллекторов моделировался достаточно агрессивный гидроразрыв с концевым экранированием (TSO) для типичной скважины-объекта Ромашкинского месторождения.

По результатам моделирования было установлено, что влияние увеличения числа трещин n на расчетное эффективное давление в трещине $p_{net,n}$, длину трещины L_n и ширину трещины w_n , создаваемые n множественными трещинами вместо одиночной трещины может быть представлено следующим образом:

$$p_{net,n} = p_{net} (0,0178n^2 + 0,2423n + 0,7333), \quad (4)$$

$$L_n = 1,0348Ln^{-0,7527}, \quad (5)$$

$$w_n = 0,9723wn^{-0,0886}, \quad (6)$$

где p_{net} , L и w представляют эффективное давление, длину и ширину одиночной трещины (соответственно).

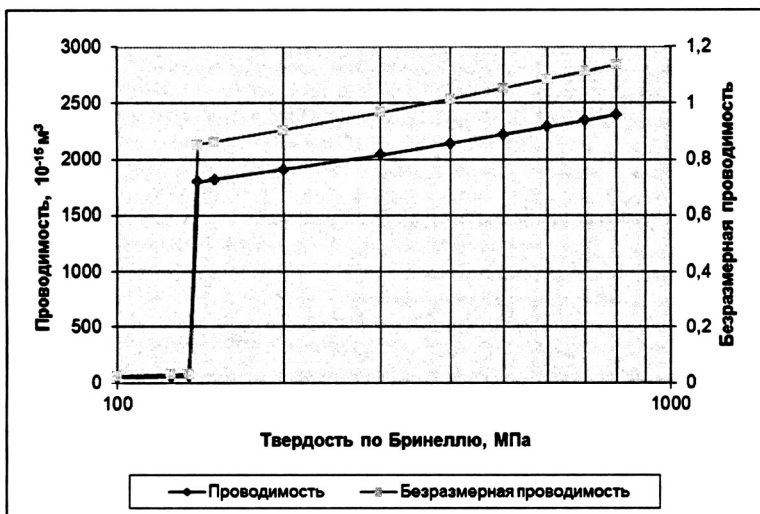


Рис. 11. Влияние твердости карбонатной породы на проводимость трещины

Распределение напряжений на малых глубинах может отличаться от классического, определяемого по формуле Итона. Особую важность вопрос оценки напряжений приобретает на месторождениях природных битумов, где пласт залегают неглубоко от поверхности. Этот вопрос возник в связи с оценкой риска прорыва покрышки при закачке пара в битумную залежь Ашальчинского месторождения.

Залежь расположена на небольшой глубине, приблизительно 80–100 метров от поверхности. Разработка Ашальчинского месторождения битумов ведется с применением технологии парогравитационного воздействия. В рамках пилотного проекта циклическая закачка пара (CSS) на изолированном пласте Ашальчинского месторождения ведется через горизонтальные скважины.

Деформацию мягких пород, залегающих на небольших глубинах, трудно описать методами линейной упругости. Было предложено несколько подходов, таких как модифицированная упругость, представление модуля Юнга и коэффициента Пуассона функциями напряжений и коэффициентов пластичности. Эти подходы требуют дополнительных параметров, которые не могут быть определены современными методами, и широкого применения они не нашли.

Было установлено, что значения устьевого давления порядка 1,5–1,7 МПа при циклической закачке пара в скважины Ашальчинского месторождения не могут привести к прорыву покрышки и выходу пара на поверхность, при минимальной ее толщине 4 м и условии полной однородности по площади. Прорыв может произойти только через локально ослабленные зоны, например, вблизи стволов скважин при наличии плохой крепи, или через малоразмерные участки повышенной трещиноватости. Предельным забойным давлением закачки пара на Ашальчинском месторождении является 1,85 МПа. Значение предельного давления закачки пара на устье 1,7 МПа, принятая в технологической схеме, подтверждается результатами проведенного моделирования.

На месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, важно учитывать влияние изменения пластового давления на геометрию трещины. Часто попытки гидроразрыва пласта бывают безуспешны из-за недостаточного ограничения по

напряжениям и, следовательно, плохого соотношения длины и высоты трещины. Проектирование ГРП при низком пластовом давлении отличается следующим:

- механическое напряжение в пласте будет меньше по сравнению с напряжениями в окружающих породах даже при одинаковых значениях коэффициента Пуассона;
- коэффициент заполнения скважины будет меньше единицы.

Особо важную роль пластовое давление играет в отложениях нижнего и среднего карбона, где отсутствуют надежные, ограничивающие рост высоты трещины, глинистые пласты. Близость водоносных пластов увеличивает риск обводнения скважин после гидроразрыва. Кроме того, многие залежи в карбонатных отложениях эксплуатируются на естественных режимах истощения и имеют низкие пластовые давления.

Нами было проведено моделирование процесса при различных пластовых давлениях для одной из скважин НГДУ «Ямашнефть» (№ 7301), эксплуатирующей кизеловский горизонт турнейского яруса. Глубина кровли продуктивного пласта по стволу скважины равна 1172 м, текущее пластовое давление – 3,0 МПа при начальном – 11,0 МПа.

В расчетах было использовано: геля – 19 м³, кислотного раствора – 14 м³ при одинаковом плане закачки. Была запланирована чередующаяся закачка трех стадий геля и трех стадий кислотного раствора. Скважина в сценарии низкого пластового давления заполнена жидкостью на 0,3 объема ствола, в сценарии нормального пластового давления – полностью. Получены следующие результаты (табл. 7).

У трещины, созданной при низком пластовом давлении, больше длина и проводимость, при той же массе использованной кислоты. Однако высота намного меньше, что может быть решающим фактором при близости водоносных горизонтов. Трещина, созданная при нормальном пластовом давлении, имеет почти радиальную геометрию. Высота ее доходит до 66 м, и практически является неприемлемой. В то же время высота трещины, созданной при низком пластовом давлении, превышает толщину продуктивного пласта всего на 3,6 м.

Таблица 7

Расчетные параметры трещин

Пластовое давление при гидроразрыве, МПа	3,0	11,0
Длина трещины, обработанной кислотой, м	128,66	51,64
Высота трещины, м	17,63	65,95
Проводимость трещины, 10 ⁻¹⁵ м ³	736,83	501,30
Максимальное давление на устье, МПа	5,74	9,86

Скважины с низким пластовым давлением обычно не рассматриваются как кандидаты на гидроразрыв (критерий – текущее пластовое давление не ниже 0,7 от начального). Однако проведенный нами анализ показывает, что в них создаются трещины с очень выгодным соотношением длины и высоты.

Это особенно ценно в условиях, когда продуктивный карбонатный пласт сверху и снизу ограничен карбонатами (или другими породами, но имеющими тот же коэффициент Пуассона). Контраст в давлениях создает контраст напряжений и ограничивает рост трещины в высоту, аналогично действию разницы в коэффициенте Пуассона.

Прирост дебита после кислотного гидроразрыва определяется такими параметрами трещины, как длина, обработанная кислотой, и созданная проводимость трещины. Основным моментом в кислотном ГРП является увеличение глубины проникновения активной кислоты.

Длина и проводимость трещины определяются параметрами реакции растворения карбонатов в соляной кислоте: коэффициентом диффузии, константой скорости и порядком реакции. Изучение влияния этих параметров показало, что порядок реакции определяет проводимость трещины в приствольной зоне, скорость реакции определяет распределение ширины по длине трещины. Влияние коэффициента диффузии аналогично влиянию константы скорости реакции. Показано, что замедление реакции само по себе не увеличивает глубину проникновения кислоты и не оптимизирует величину проводимости. Для этого необходимо снижение утечек кислоты в пласт.

Нами проведены вычислительные эксперименты по сравнительной оценке различных технологий закачки кислотных растворов при гидроразрыве карбонатных пластов. Расчеты проведены на примере типичной скважины, эксплуатирующей карбонатные отложения юго-востока Татарстана. Коэффициент скорости реакции кислоты с породой, а также порядок реакции, коэффициент диффузии и величина энергии активации были взяты по данным Нироуда и Крука, что сглатывало разницу между карбонатами среднего и нижнего карбона. Измерения параметров взаимодействия кислот с породами при высоком давлении в России не проводились.

Рассмотрено несколько вариантов плана закачки:

- закачка в один цикл: буфер – кислота. При этом на геометрию трещины будет влиять соотношение объемов буферной жидкости и кислотного раствора;
- чередующаяся закачка инертной жидкости и кислоты в разное число циклов (2, 3, 4 и так далее);
- изменение объема продавочной жидкости.

При закачке в несколько циклов относительная глубина проникновения кислоты увеличивается, а проводимость снижается. Увеличение числа циклов закачки свыше 2 несущественно влияет на результаты.

Для исследования нестационарной закачки с изменением расхода выберем план с 5 циклами закачки кислоты и буфера. Рассмотрим пять вариантов:

- с увеличением расхода к концу закачки в последовательности: 1,0; 1,5; 2,0; 2,5; 3,0 м³/мин;
- с уменьшением расхода к концу закачки в последовательности: 3,0; 2,5; 2,0; 1,5; 1,0 м³/мин. В обоих вариантах расход меняем как для буферной стадии, так и для кислотной;
- задаем расход буферных стадий 2,5 м³/мин, а кислотных стадий 1,5 м³/мин;
- задаем расход буферных стадий 1,5 м³/мин, а кислотных 2,5 м³/мин;
- задаем постоянный расход закачки для всех стадий 2,0 м³/мин.

Соотношение геометрических параметров трещины для рассмотренных вариантов показано на рис. 12.

Значения длины и проводимости вариантов 1, 2, 3, 5 ложатся на одну прямую линию, при этом с ростом длины пропорционально уменьшается проводимость. Наиболее предпочтительным является вариант 4, который отклоняется от линейной зависимости в сторону повышенных значений как длины, так и проводимости. Увеличение расхода на кислотных стадиях по сравнению с буферными стадиями увеличивает проводимость кислотной трещины. Таким образом, адаптируя план закачки, можно оптимизировать геометрию трещины, созданной при кислотном гидроразрыве пластов, и добиться увеличения дополнительной добычи нефти.

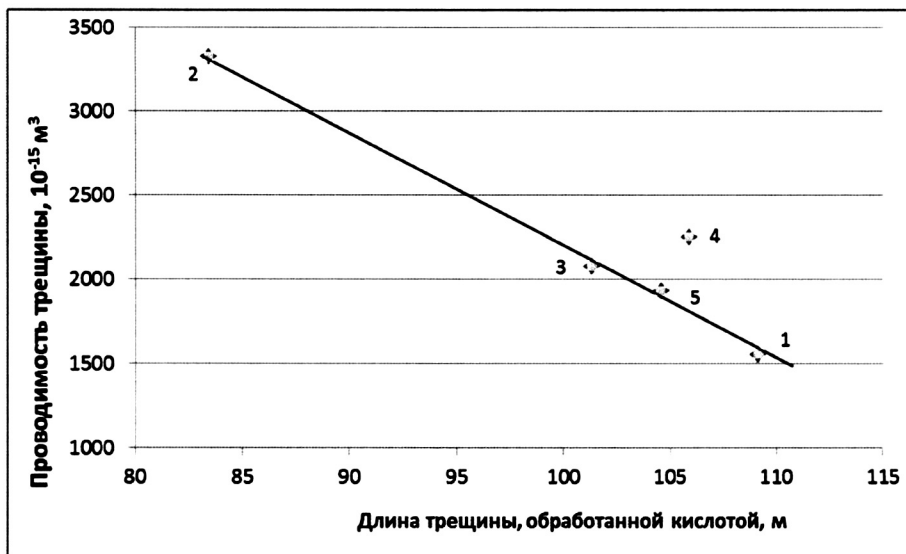


Рис. 12. Соотношение между длиной и проводимостью трещины для различных вариантов нестационарной закачки (1, 2, 3, 4, 5 – номера вариантов)

Седьмая глава посвящена рассмотрению вопросов управления разработкой нефтяных месторождений. Методы управления разработкой, на наш взгляд, можно разбить на две составляющие. Первая, не требующая инвестиций, основана на управлении режимами работы добывающих и нагнетательных скважин. В ОАО «Татнефть» создан полигон на базе 3 блока Березовской площади Ромашкинского месторождения для автоматизации управления режимами работы скважин с помощью контроллеров «Lufkin». Вторая базируется на применении различных геолого-технических мероприятий, таких как оптимизация системы заводнения, резка БС, БГС, бурение ГС, ГРП, физико-химические МУН и т.д. Для реализации на практике этих методов создается инвестиционная программа.

Нами были созданы принципы управления разработкой нефтяных месторождений, основанные на использовании информационных технологий для выработки мероприятий. В предыдущих главах показано, как предлагается управлять разработкой трещинно-порового коллектора путем задания оптимальных режимов работы скважин и выравнивания скорости подъема ВНК, поиска проектных решений с использованием прокси-моделей на базе АРМ «ЛАЗУРИТ», применения нестационарного заводнения, вовлечения новых запасов и интенсификации добычи с помощью ГРП. В данной главе приведем организационную и экономическую составляющую управления разработкой.

Организационная составляющая разработана в данной работе и приведена на рис. 13.

Опишем данную схему. Вся геолого-промысловая информация, сосредоточенная в банке данных ТатНИПИнефть, передается в АРМ «ЛАЗУРИТ», где она фильтруется, выверяется, обрабатывается, и передается в трехмерную геолого-гидродинамическую модель для последующего моделирования. Там же оцениваются остаточные запасы нефти и выдаются рекомендации по оптимизации системы заводнения, резке БС, БГС,

бурении ГС, ГРП, физико-химическим МУН и т.д. Данные рекомендации наряду с режимами добычи и закачки передаются в программы геолого-гидродинамического моделирования и программу оценки эффективности мероприятий по управлению разработкой «Дельта-План». В результате геолого-гидродинамического моделирования на выходе получаем взаимовязанные и уточненные геолого-промысловые данные, которые передаются в банк данных, уточняются концепции геологического строения и энергетический режим разработки залежи.

Наряду с этим, оцениваются остаточные запасы нефти, строятся карты, определяются оптимальные режимы отбора и закачки из рассмотренных вариантов, делается прогноз технологической эффективности мероприятий по управлению разработкой и передается в «Дельта-План». Из корпоративной информационной системы «Татнефть-Нефтедобыча» в «Дельта-План» передаются стоимостные показатели и затраты. Далее в нем производится расчет технико-экономической эффективности мероприятий по управлению разработкой, требующих инвестиций. В случае их эффективности они закладываются в инвестиционную программу ОАО «Татнефть» на следующий год. Рекомендуемые мероприятия, не требующие инвестиций, (рассчитанные оптимальные режимы из рассмотренных вариантов) планируется задавать на скважинных контроллерах «Lufkin», которые будут поддерживать работу скважин в заданных режимах и сигнализировать о внештатных ситуациях. Информация о дебитах, получаемая из контроллеров «Lufkin», проходит через блок анализа и сопоставления с планируемыми режимами, в результате происходит корректировка режимов и передача в гидродинамическую модель для дальнейшего анализа и оптимизации.

Для управления разработкой нефтяных месторождений необходима непрерывная оценка реакции эксплуатационного объекта на проведение различных ГТМ. При этом, необходимо оценивать в целом экономические и технологические показатели эффективности разработки геологического объекта, а не показатели работы отдельной скважины, которая может быть в последующем переведена на другой эксплуатационный объект разработки или под нагнетание.

В ОАО «Татнефть» при непосредственном участии автора разработана и внедрена в промышленную эксплуатацию программа оценки эффективности планируемых ГТМ на объекте разработки (участке, блоке, площади, месторождении) «Дельта-План». В заложенной в программу методике оценка экономических и технологических показателей эффективности проводится по объектам разработки, что позволяет отслеживать в динамике экономическую эффективность разработки конкретных залежей нефти.

В программе для оценки технологической эффективности конкретных мероприятий анализируется состояние разработки участка объекта, включающего как несколько скважин, так и залежи, а также месторождения. Участок выделяется при рассмотрении фактических показателей анализируемого объекта. При площадном заводнении рекомендуется выделить участок в качестве самостоятельного элемента системы разработки с использованием граничных условий закачки, границ глинистых коллекторов и неколлекторов. Границы участка определяются из условия отсутствия перетоков нефти. Извлекаемые запасы нефти определяются в масштабах выбранного участка или в целом по залежи.

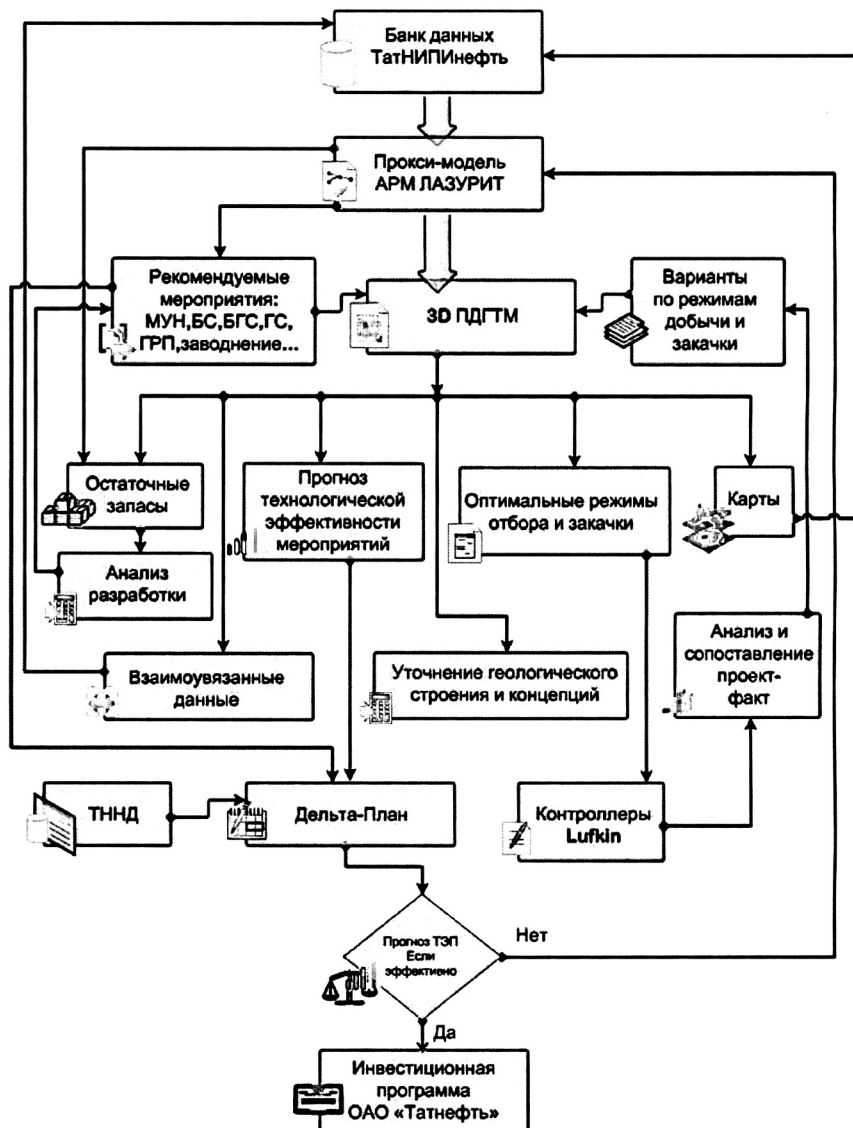


Рис. 13. Схема управления разработкой с использованием информационных технологий

Функциональность программы:

- произвольный выбор конфигурации участка в соответствии с фактическим расположением добывающих и нагнетательных скважин, геологическим строением объекта разработки;
- расчет технологической эффективности, окупаемости ГТМ как по видам, так и по комплексу в многовариантном режиме;

- расчет технико-экономических показателей по скважине, на которой планируется ГТМ, участку, блоку, площади, залежи нефти в целом;
- сравнение технико-экономических показателей, полученных при расчетах вариантов с различными наборами планируемых ГТМ;
- сравнение прогнозных расчетных технико-экономических показателей с проектными показателями.

При расчете прогнозной добычи нефти с учетом планируемых мероприятий в качестве граничных условий принимаются прирост нефти от мероприятия, длительность эффекта от мероприятия. Пример графика динамики добычи нефти с двумя мероприятиями на объекте представлен на рис. 14.

Рассчитываемые экономические показатели:

- Рентабельность
- Чистый дисконтированный доход (NPV)
- Внутренняя норма рентабельности (IRR)
- Индекс доходности инвестиций (PI)
- Индекс доходности затрат
- Срок окупаемости инвестиций

Программа «Дельта-План» внедрена во всех НГДУ ОАО «Татнефть» и используется при планировании мероприятий.

В настоящее время на месторождениях страны применяется большое число самых разнообразных методов воздействия на ПЗП: тепловые, гидродинамические, физико-химические. Как правило, цель осуществляемых в настоящее время мероприятий – воздействие на отдельные скважины, которые рассматриваются независимо от всего пласта и совокупности нагнетательных и добывающих скважин, участвующих в процессе разработки.

На основе многочисленных лабораторных, теоретических и промысловых исследований институтом «ВНИИнефть» в конце 80-х годов была предложена системная технология воздействия на нефтяные пласты, которая получила достаточно широкое применение.

Однако, как правило, ГТМ на скважине планируются без учета влияния и интерференции мероприятий, проведенных на соседних скважинах участка. В связи с этим необходима выработка новых подходов к обоснованному планированию ГТМ с учетом взаимовлияния и интерференции различных мероприятий, проведенных на соседних скважинах участка.

Во многих случаях, для прогноза эффективности планируемых ГТМ применяется статистическая обработка накопленного опыта проведения мероприятий. Определяются скважины с технологическими параметрами, идентичными прогнозной скважине, и на основе фактически проведенных мероприятий выполняется приближенная оценка эффекта от проведения ГТМ. Однако данный подход не учитывает особенности геологического строения участков, на которых были проведены и планируются мероприятия, и может быть применен только для месторождений с аналогичным типом коллекторов.

Для прогноза эффективности мероприятий на месторождениях с высокой неоднородностью коллекторов наиболее приемлемым является применение 3D гидродинамического моделирования. Нами были выполнены расчёты прогнозной добычи нефти и экономических показателей эффективности при проведении мероприятий по отдельности и при проведении их в комплексе.



Рис. 14. Динамика добычи нефти с двумя мероприятиями

Был рассмотрен участок нефтяной залежи с 4 добывающими скважинами (рис. 15). На гидродинамической модели рассчитаны прогнозные технологические показатели по 4 вариантам с различными наборами планируемых мероприятий.

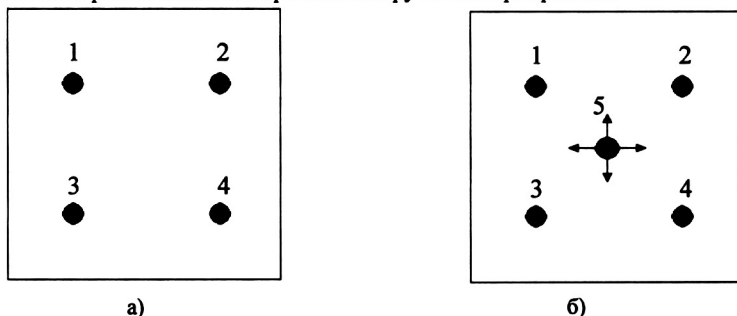


Рис. 15. Расчетные схемы расположения скважин: а) 4 добывающие скважины; б) 4 добывающие скважины и нагнетательная скважина

- Вариант 1. Базовый. На участке расположены 4 добывающие скважины с номерами 1 и 2, имеющие ухудшенные проницаемости пласта в призабойной зоне.
- Вариант 2. На скважинах с номерами 1 и 2 проведено мероприятие по очистке призабойной зоны (ОПЗ) и они имеют такие же проницаемости пласта, как в скважинах 3 и 4.

- Вариант 3. Вводится нагнетательная скважина с номером 5 на участке со 100-процентной компенсацией отбора жидкости добывающими скважинами, ухудшенные проницаемости пласта в призабойной зоне скважин с номерами 1 и 2.

- Вариант 4. На скважинах с номерами 1 и 2 проведено мероприятие ОПЗ и введена нагнетательная скважина с номером 5 на участке со 100-процентной компенсацией отбора жидкости добывающими скважинами.

У скважин 1 и 2 значительно загрязнена призабойная зона пласта. По результатам моделирования, проведение ОПЗ на скважинах с пониженной проницаемостью пласта в призабойной зоне (вариант 2) приводит к ухудшению работы участка в целом, уменьшению суммарной (накопленной) добычи нефти по сравнению с базовым вариантом (т.е. без проведения каких-либо мероприятий на скважинах, вариант 1). Связано это, в первую очередь, с падением давления на участке за счет увеличения отбора жидкости. Кроме того, ОПЗ приводит к увеличению добычи воды и значительному росту ВНФ. Мероприятия, направленные на очистку призабойной зоны пласта скважин, в данном конкретном случае сами по себе экономически не привлекательны, так как они не окупают себя за период расчета модели (18 лет).

Бурение нагнетательной скважины (вариант 3) ведет к увеличению суммарной (накопленной) добычи нефти по сравнению с базовым вариантом 1. Затраты на строительство, обустройство и ввод скважины окупаются с экономической точки зрения.

Однако, по результатам гидродинамического моделирования выяснилось, что наибольший технологический эффект достигается при проведении двух мероприятий в комплексе: бурение нагнетательной скважины и проведение ОПЗ на добывающих скважинах (вариант 4).

Прогнозная накопленная добыча нефти по 4 варианту оказалась выше, чем сумма накопленной добычи по вариантам 2 и 3. Прогнозные экономические показатели (индекс доходности, рентабельность, окупаемость) также выше по сравнению с вариантами 2 и 3 (рис. 16).

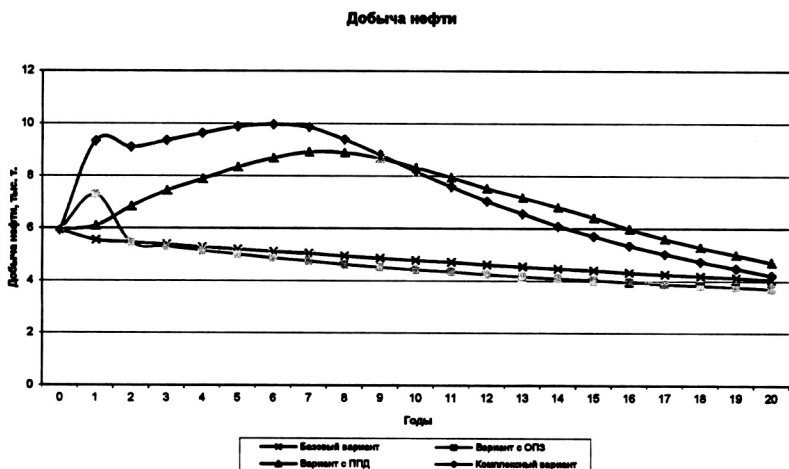


Рис. 16. Динамика прогнозной добычи нефти по вариантам

Представленный пример наглядно демонстрирует наличие интерференции

мероприятий на скважинах, расположенных на одном участке, и необходимость применения системной технологии воздействия на нефтяные пласты при разработке нефтяных месторождений.

Таким образом, нерентабельные или убыточные мероприятия на скважине могут быть рентабельными в случае, если их проводят совместно с мероприятиями на соседних скважинах.

Учет взаимовлияния проведенных мероприятий может приводить к проявлению синергетического эффекта по добыче нефти, что показано проведенными исследованиями. Суммарная дополнительная добыча нефти, полученная в результате выполнения мероприятий по отдельности, меньше, чем при выполнении этих мероприятий в комплексе.

Таблица 8

Сводные прогнозные технологические и экономические показатели

Показатели	Базовый вариант	Прирост от проведения ОПЗ	Прирост от бурения нагнетательной скважины	Прирост от комплекса мероприятий
Индекс доходности затрат дисконтированный, д. ед.	1,476	-0,20	1,24	1,34
Индекс доходности инвестиций дисконтированный, д. ед.	Не рассчитывается	-2,89	2,01	2,85
Дисконтированный срок окупаемости, лет	0	Не окупается	6,69	3,26
Чистый дисконтированный доход накопленный, млн. руб.	96,5	-3,9	30,2	57,3
Дополнительная добыча нефти за первые 18 лет после проведения ГТМ, тыс. т.	74,5	-3,02	45,85	54,66
Дополнительная добыча жидкости за первые 18 лет после проведения ГТМ, тыс. т.	208,4	22,35	170,20	221,95

Основные выводы

1. Предложена классификация геолого-промысловой информации, используемой для анализа, моделирования, проектирования и управления разработкой нефтяных месторождений, выполненная по 9 критериям.

2. С использованием интегрированной технологии картопостроения построена структурная карта кровли кристаллического фундамента Ромашкинского месторождения в целом. По данной карте выявлены закономерности резких изменений гипсометрических отметок, что позволяет более точно локализовать структурные элементы фундамента в пределах Ромашкинского месторождения (положение и конфигурация блоков, а также глубинных разломов).

3. Выявлены новые закономерности движения жидкостей в трещинно-поровых коллекторах, при этом установлено, что в отличие от коллектора порового типа в трещинно-поровом коллекторе при остановке скважины уровень конической

поверхности водонасыщенной части в области добывающих скважин в трещинах понижаются, в матрице повышаются.

Вычислительными экспериментами показано, что, при разработке трещинно-порового коллектора, зависимость дебита нефти от депрессии меняется с течением времени от прямо пропорциональной до малозначимой.

Получена зависимость величины депрессии, при которой происходит выравнивание скоростей капиллярной пропитки и продвижения контура нефтеносности, от величины капиллярного давления и параметров пласта.

Обосновано, что учет содержания сульфатов (гипса и ангидрита) в породах среднего карбона Ромашкинского месторождения при интерпретации геолого-геофизических исследований скважин при подсчете запасов, моделировании и проектировании разработки позволяет скорректировать оценку запасов на 40 %.

4. Для процессов циклического заводнения неоднородных пластов в условиях девонских отложений Ромашкинского месторождения показано, что:

- при проницаемости в низкопроницаемой зоне ниже $5 \cdot 10^{-4}$ мкм² оно приводит к увеличению добычи нефти по сравнению со стационарной закачкой;

- для слоисто неоднородных пластов, для неоднородных пластов по латерали с расположением нагнетательной скважины в высокопроницаемой зоне и для пластов с ячеистой неоднородностью по проницаемости, что наблюдается в карбонатных коллекторах трещинно-порового типа, прирост в добыче нефти составляет 20%;

5. Научно обоснованы технологические принципы процессов ГРП в зависимости от геолого-физических параметров, характерных для месторождений Татарстана:

- в результате экспериментальных работ впервые получены значения твердости пород башкирских и турнейских отложений западного склона Южно-Татарского свода, Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений; значения твердости пород карбонатных коллекторов нефтяных месторождений юго-востока Республики Татарстан заключены в пределах от 100 до 600 МПа. Твердость пород карбонатных коллекторов возрастает от месторождений западного склона к центральной части Южно-Татарского свода;

- установлена зависимость проводимости трещины ГРП от твердости пород. В результате вычислительного эксперимента определено значение твердости пород, равное 140 МПа, выше которого образуются проводящие трещины;

- показано, что в плотных карбонатах применение непрерывной чередующейся закачки буфера и кислоты в 2 цикла приводит к увеличению протяженности трещины ГРП на 26 % и снижению ее проводимости на 20 % по сравнению с закачкой в один цикл. Дальнейшее увеличение циклов закачки не влияет на изменение длины трещины и ее проводимости. Остановка закачки между циклами на 10 мин увеличивает проводимость трещины более чем в 4 раза, но длина трещины сокращается на 17 %;

- получены зависимости, связывающие количество множественных трещин ГРП с расчетным эффективным давлением в трещине, длиной и шириной трещины;

- научно обоснованы технологии кислотного гидроразрыва при низких пластовых давлениях. Показано, что изменение пластового давления на 1 МПа изменяет высоту трещины более чем на 2 м. Трещина ГРП, созданная при низком пластовом давлении, имеет меньшую высоту, но большую длину и проводимость по сравнению с трещиной, созданной при нормальном пластовом давлении;

- для процессов добычи тяжелой нефти шешминского яруса на Ашальчинском месторождении установлено значение предельного забойного давления закачки пара для

залежи, равное 1,85 МПа, превышение которого приводит к разрыву покрышки и выходу пара на поверхность при минимальной ее толщине 4 м и условии полной однородности по площади.

6. Вычислительными экспериментами показано, что комплексирование процессов воздействия на пласты и скважины (заводнения и обработки призабойной зоны) может приводить к проявлению синергетического эффекта по добыче нефти в условиях ограниченного пласта. При переходе от упругого режима работы залежи к жесткому водонапорному дополнительная добыча нефти при реализации комплекса мероприятий (проведения ОПЗ и бурения нагнетательной скважины) за первые 18 лет после их проведения в 1,2 раза больше суммарной добычи при проведении этих мероприятий отдельно.

7. Под руководством и при непосредственном участии автора разработана архитектура и создан комплекс программ и информационных технологий, позволяющие создавать и эксплуатировать постоянно действующие модели разработки месторождений, а также вести проектирование разработки при различных режимах работы пластов и методах воздействия на пласт.

8. Создана архитектура программного и информационного обеспечения анализа, проектирования и управления разработкой нефтяного месторождения, основанная на разработанных при участии автора базах данных, комплексах программ по связи различных баз данных, загрузки и контроля качества информации, резервного копирования. Разработаны схемы движения информационных потоков между корпоративными базами данных и последовательность движения информации между вычислительными системами для решения задач по моделированию, планированию мероприятий и проектированию разработки.

9. На основе локализованных структурных элементов фундамента в пределах Ромашкинского месторождения возможно осуществление направленного поиска вероятного подтока флюидов из кристаллического фундамента в осадочную часть разреза.

10. Предложены методические подходы к решению основных проблем геолого-гидродинамического моделирования. Для моделирования характерных для условий ОАО "Татнефть" залежей нефти разработаны следующие методики и программные средства анализа моделей:

- ✓ анализ адаптации модели по произвольной группе скважин;
- ✓ оценка запасов нефти в произвольной области на заданную дату;
- ✓ поисковая система, реализующая отбор скважин по определенным критериям: по фактическим, модельным показателям разработки и разности между ними;
- ✓ визуализация на двухмерной карте разности между фактическими и модельными показателями на заданный момент времени;
- ✓ статистический анализ параметров пластов;
- ✓ сравнительный статистический анализ фактических и модельных технологических показателей скважин, участков и объекта в целом;
- ✓ автоматизированная корректировка входных параметров в определенной области по заданной совокупности критериев;
- ✓ разработка метода построения и математического моделирования структурных поверхностей в зонах отсутствия отметок пластов в интеграции с интерпретацией данных в скважинах для выделения пластов-аналогов.
- ✓ создание методики, позволяющей оценить качество адаптации моделей.

11. Создана методика выявления геолого-технологических тел, содержащих невыработанные запасы нефти. С помощью данной методики такие тела выявлены на Павловской площади Ромашкинского месторождения.

12. На основе результатов исследований по обоснованию учета содержания сульфатов в породах среднего карбона Ромашкинского месторождения в ООО «ТНГ-Групп» разработана методика интерпретации с учетом сульфатов и проведена переинтерпретация геолого-геофизических исследований скважин по новой методике.

13. Разработана методика автоматизированного выбора скважин для проведения ГРП, которая позволяет оперативно анализировать обширный геолого-промысловый материал по крупным месторождениям и повысить точность прогноза, используя геолого-технологическое моделирование.

14. Метод автоматизированного планирования геолого-технических мероприятий и программный продукт были использованы при составлении 4-й Генеральной схемы разработки Ромашкинского нефтяного месторождения.

15. Создан программный продукт «Дельта-План» для оценки эффективности мероприятий по управлению разработкой нефтяных месторождений.

16. С использованием геолого-технологических моделей локализованы остаточные запасы нефти, выбраны наиболее эффективные объекты применения МУН, ОПЗ, мероприятия с целью вывода скважин из нерентабельного и малодобитного фонда путем резки боковых стволов (БС), боковых горизонтальных стволов (БГС), горизонтальных скважин (ГС). С применением методики по автоматизированному подбору скважин для резки боковых стволов, в том числе с горизонтальным окончанием, и участков для бурения горизонтальных скважин в ОАО «Татнефть» в период с 2003 по 2006 годы пробурены и введены в эксплуатацию 170 горизонтальных скважин и боковых горизонтальных стволов, дополнительно добыто свыше 250 тыс. т нефти, экономический эффект от внедрения составил более 600 млн. рублей (в ценах 2007 г.).

Основные положения диссертации опубликованы в следующих работах:

Монографии

1. Хисамов Р.С., Насыбуллин А.В. Моделирование разработки нефтяных месторождений. – М.: ВНИИОЭНГ, 2008. – 255 с.

2. Салимов В.Г., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Проектирование гидравлического разрыва пласта в системе Майера. – М.: ВНИИОЭНГ, 2008. – 156 с.

Статьи в ведущих рецензируемых журналах и изданиях, входящих в перечень ВАК и патенты

3. Создание постоянно действующих моделей Ромашкинского и Ново-Елховского месторождений республики Татарстан на основе АРМ ЛАЗУРИТ и пакета программ фирмы Landmark / Муслимов Р.Х., Хисамов Р.С., Насыбуллин А.В. и др. // Нефтяное хозяйство. – 1998. – № 7. - С. 63-67.

4. Состояние разработки и перспективы внедрения 3D геолого-технологических моделей площадей Ромашкинского месторождения / Диков В.И., Насыбуллин А.В., Разживин Д.А. и др. // Георесурсы. – 2001. – № 4. – С. 10-11.

5. Проблемы построения и адаптации постоянно действующей геолого-гидродинамической модели на примере блока 3 Павловской площади Ромашкинского нефтяного месторождения / Хусайнов В.М., Диков В.И., Насыбуллин А.В. и др. // Георесурсы. – 2001. - № 4. - С. 24-27.

6. Прогнозирование местоположения невыработанных участков на поздней стадии разработки Ромашкинского месторождения / Нурисламов Н.Б., Сеночкин П.Д., Насыбуллин А.В. и др. // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 3. - С. 49-50.
7. Технология построения геолого-технологических моделей нефтяных месторождений Татарстана / Насыбуллин А.В., Петухов А.Г., Абдулмазитов Р.Г. и др. // Нефтяное хозяйство. – 2003. – № 8. - С. 75-79.
8. Методика выделения гипсов и загипсованных пород в нефтеносных карбонатных пластах при решении промысловых гидродинамических задач / Гильманова Р.Х., Сарваретдинов Р.Г., Насыбуллин А.В., и др. // Нефтепромысловое дело. – 2005. – № 4. – С. 14-19.
9. Особенности моделирования разработки карбонатных отложений залежей 301 - 303 Ромашкинского месторождения / Абдулмазитов Р.Г., Насыбуллин А.В., Саттаров Р.З., и др. // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 7. - С. 50-51.
10. Комплексные исследования коллекторов в среднекаменноугольных отложениях для повышения эффективности их разработки / Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В., и др. // Нефтяное хозяйство. – 2005. – № 9. - С. 158-163.
11. Использование информационных технологий для совершенствования системы разработки и контроля за разработкой на месторождениях ОАО «Татнефть» / Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В. и др. // Нефтяное хозяйство. – 2006. – № 10 – С. 46-49.
12. Выбор технологии и оптимального масштаба гидроразрыва пластов для условий ОАО «Татнефть» / Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В., Салимов В.Г., и др. // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 5. - С.80-82.
13. Создание и промышленное внедрение методов управления разработкой месторождений на основе методов автоматизированного проектирования / Насыбуллин А.В., Латифуллин Ф.М., Разживин Д.А. и др. // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 7. - С. 88-91.
14. Особенности построения геологической модели на поздней стадии разработки Ромашкинского месторождения / Абдулмазитов Р.Г., Насыбуллин А.В., Лифантьев А.В., и др. // Нефтяное хозяйство. – 2007. – № 7. - С. 66-68.
15. Абдулмазитов А.В., Саттаров Р.З., Насыбуллин А.В. Оценка влияния техногенного воздействия на коллекторские свойства пласта // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 1. - С.62-65
16. Влияние соседних пластов на появление осложнений при гидравлическом разрыве пласта / Рахманов Р.М., Исмагилов Ф.З., Насыбуллин А.В., и др. // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 2. - С. 70-72.
17. Насыбуллин А.В., Салимов В.Г., Салимов О.В. Анализ результатов гидроразрыва по кривой спада давления // Известия ВУЗов. Нефть и газ. – 2008. – № 3. - С.42-48.
18. Султанов А.С., Насыбуллин А.В., Саттаров Р.З. Оценка эффективности геолого-технологических мероприятий при разработке месторождений высоковязкой нефти // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 7. - С. 54-57.
19. Проектирование водогазового воздействия с использованием информационных технологий / Зубарев В.В., Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В. и др. // Бурение и нефть. – 2008. – № 7-8. - С. 52-53.
20. Разработка технологий построения специальных геологических карт нефтяных месторождений / Абдулмазитов Р.Г., Насыбуллин А.В., Сатаров Р.З. и др. // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 10. - С. 44-46.

21. Разработка программного продукта по геолого-экономической оценке нефтяных месторождений / Насыбуллин А.В., Саттаров Р.З., Нуртдинов Н.Р. и др. // Нефтяное хозяйство. – 2008. – № 10. – С. 58-61.
 22. Экспериментальное изучение трещиностойкости горных пород / Ибатуллин Р.Р., Салимов В.Г., Насыбуллин А.В. и др. // Нефтяное хозяйство. – 2009. – № 6. – С. 54-57.
 23. Программный продукт по составлению технико-экономического обоснования разработки нефтяных месторождений / Абдулмазитов Р.Г., Насыбуллин А.В., Саттаров Р.З. и др. // Бурение и нефть. – 2009. – № 7-8. – С. 64-68.
 24. Султанов А.С., Латифуллин Ф.М., Насыбуллин А.В. Автоматизированный подбор скважин-кандидатов для гидравлического разрыва пластов на АРМ геолога «Лазурит» // Нефтяное хозяйство. – 2010. – № 7. – С. 48-51.
 25. Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В. Развитие системы разработки и моделирования Ромашкинского нефтяного месторождения // Бурение и нефть. – 2010. – № 1. – С. 14-16.
 26. Салимов О.В., Насыбуллин А.В., Салимов В.Г. Влияние множественных трещин в дальней зоне на успешность операций гидроразрыва пластов // Нефтепромысловое дело. – 2010. – № 10. – С. 24-27.
 27. Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Расчет возможности гидравлического разрыва покрышки при пароциклическом воздействии на Ашальчинском месторождении природных битумов // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 4. – С. 94-97.
 28. Обоснование комплексного планирования геолого-технологических мероприятий с учетом их взаимовлияния / Султанов А.С., Ханипов М.Н., Насыбуллин А.В. и др. // Нефтепромысловое дело. – 2011. – № 5. – С. 13-17.
 29. Исследование и обоснование системного воздействия на пласт комплексом ГТМ на основе гидродинамического моделирования / Саттаров Р.З., Ханипов М.Н., Насыбуллин А.В. и др. // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 7. – С. – 30-32.
 30. Ибатуллин Р.Р., Владимиров А.Б., Насыбуллин А.В. Исследования воздействия приливного эффекта на объекты разработки нефтяных месторождений: проблемы, перспективы // Нефтяное хозяйство. – 2011. – № 7. – С. – 44-47.
 31. Гидравлический разрыв пластов с низким пластовым давлением / Ибатуллин Р.Р., Салимов О.В., А.В. Насыбуллин и др. // Нефтяное Хозяйство. – 2011. – № 8. – С. – 108-110.
 32. Способ разработки нефтяной залежи: пат. 2209952 Рос. Федерация. - Заявл. 03.10.2002 г. - Оpubл. 10.08.2003 г. - Бюл. № 22.
 33. Способ разработки нефтяной залежи в карбонатных коллекторах трещинно-порового типа: пат. 2204703. Рос. Федерация. - Заявл. 27.04.2000 г. - Оpubл. 20.05.2003 г. - Бюл. № 14.
- Свидетельства о гос. регистрации программы для ЭВМ
34. Автоматизированное рабочее место геолога «ЛАЗУРИТ» (АРМ геолога «ЛАЗУРИТ»): Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2009616218. Рос. Федерация. - Заявл. 29.05.2009 г. - Оpubл. 11.11.2009.
 35. Дельта-План: Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2009616175. Рос. Федерация.- Заявл 14.07.2009 г. - Оpubл. 11.2009.
 36. WellMismatch: Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2011616315 Рос. Федерация. – Заявл 15.06.2011 г. – Оpubл. 11.09.2011.
 37. Fluid&Core: Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2011616507 Рос. Федерация. – Заявл. 27.06.2011 г. - Оpubл. 19.08.2011.

38. Extra-oil: Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2011617129 Рос. Федерация. – Заявл. 22.07.2011 г. – Оpubл. 13.09.2011.
39. Data Store: Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2011617131 Рос. Федерация. - Заявл. 22.07.2011 г. – Оpubл. 13.09.2011.
40. Log-Info: Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2011617128 Рос. Федерация. - Заявл. 22.07.2011 г. – Оpubл. 13.09.2011.
41. Regl-oil: Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2011617127 Рос. Федерация. – Заявл. 22.07.2011 г. Оpubл. 13.09.2011.
42. Оценка результатов моделирования: Свидетельство о государственной регистрации программы для ЭВМ 2011617130 Рос. Федерация. – Заявл. 22.07.2011 г. Оpubл. 13.09.2011.

Публикации в других научно-технических изданиях

43. Моделирование нефтяных месторождений на АРМ геолога “ЛАЗУРИТ” / Юсупов Р.М., Латифуллин Ф.М., Насыбуллин А.В. и др. // Проблемы разработки нефтяных месторождений и подготовки специалистов в ВУЗе: Тезисы докл. науч.- практич. конф. - Альметьевск, 1996 - С. 32 - 33.
44. Юсупов Р.М., Латифуллин Ф.М., Насыбуллин А.В. Новый инструмент для геологов Татнефти // Нефть Татарстана. 1998. - № 1. -С. 115 - 117.
45. Гидродинамическое моделирование - основа рациональной разработки нефтяных месторождений / Юсупов Р.М., Латифуллин Ф.М., Насыбуллин А.В. и др. // Техника и технология добычи нефти на современном этапе: Сборник докладов науч.– практич. конф. - Альметьевск, 1998 - С. 205 - 208.
46. Моделирование разработки трещинно-порового коллектора с применением программных средств Landmark / Ибатуллин Р.Р., Абдулмазитов Р.Г., Насыбуллин А.В. и др. // Нефть Татарстана. 2000. - № 1. - С. 54-56.
47. Разработка методических подходов к 3D моделированию площадей Ромашкинского месторождения с применением средств Stratamodel и Desktop-VIP / Диков В.И., Разживин Д.А., Насыбуллин А.В. и др. // Нефть Татарстана. 2000. - № 1. - С. 51-54.
48. Особенности 3D моделирования Чишминской площади Ромашкинского месторождения / Разживин Д.А., Насыбуллин А.В., Диков В.И. и др. // Научный потенциал нефтяной отрасли Татарстана на пороге XXI века: Сб. науч. трудов ТатНИПИнефть. - Бугульма, 2000. – С. 167-173.
49. Насыбуллин А.В., Разживин Д.А., Диков В.И. Опытная и промышленная эксплуатация 3D моделей на основе программного комплекса Inner Gaze // Научный потенциал нефтяной отрасли Татарстана на пороге XXI века: сб. науч. трудов ТатНИПИнефть. - Бугульма, 2000. – С. 192-196.
50. Насыбуллин А.В., Разживин Д.А., Диков В.И. Программный комплекс Inner Gaze – инструмент для визуализации и анализа 3D моделей // Научный потенциал нефтяной отрасли Татарстана на пороге XXI века: сб. науч. трудов ТатНИПИнефть. - Бугульма, 2000. – С. 187-191.
51. Насыбуллин А.В. Определение оптимальных режимов работы скважин в залежи трещиновато-порового типа по модели двойной пористости // Техника, технология и экономика разработки и эксплуатации нефтяных месторождений Татарстана в начале 21 века: Тез. докл. науч.-практ. молодеж. конф. ОАО Татнефть. - Альметьевск, 2002. - С. 60-61.
52. Насыбуллин А.В. Оценка влияния капиллярных сил на нефтеизвлечение из трещиновато-пористых коллекторов с использованием модели двойной пористости //

- Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений республики Башкортостан: Тез. док. науч.-практ. конф. Ишимбай, 15-16 мая 2002 г. -Уфа, 2002. – С. 95.
53. Решение оптимизационных задач, способов и методов разработки на основе трехмерной геолого-гидродинамической модели / Разживин Д.А., Насыбуллин А.В., Фазлыева А.Р. и др. // Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения: труды науч.-практич. конф., посвящ. 10-летию АН РТ. – Казань, 2001. – С. 91-99.
54. Некоторые результаты моделирования карбонатных коллекторов на примере пилотного участка 302-303 залежей / Насыбуллин А.В., Даровских А.А., Абдулмизитов Р.Г. и др. // Актуальные задачи выявления и реализации потенциальных возможностей горизонтальных технологий нефтеизвлечения: труды науч.-практич. конф., посвящ. 10-летию АН РТ. – Казань, 2001. – С. 295-302.
55. Насыбуллин А.В., Абдулмизитов Р.Г., Антонов О.Г. Некоторые аспекты создания и адаптации геолого-технологических моделей площадей Ромашкинского месторождения // Техника, технология и экономика разработки и эксплуатации нефтяных месторождений Татарстана в начале 21 века: тез. докл. молодеж. науч.-практич. конф. посвященной 60-летию начала разработки месторождений в Татарстане. - Бугульма, 2003. - С. 20-22.
56. Латифуллин Ф.М., Насыбуллин А.В., Антонов О.Г. Построение трехмерной геолого-гидродинамической модели бобриковского горизонта Бавлинского месторождения // Техника, технология и экономика разработки и эксплуатации нефтяных месторождений Татарстана в начале 21 века: тез. докл. молодеж. науч.-практич. конф. посвященной 60-летию начала разработки месторождений в Татарстане. - Бугульма, 2003. - С. 2-3.
57. Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В. Информационные технологии в разработке нефтяных месторождений // Нефть и жизнь. - 2004. - № 4. - С. 48-49.
58. Информационные технологии на службе науки и производства – взгляд через века / Насыбуллин А.В., Саттаров Р.З., Владимиров А.Б. и др. // Актуальные проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений Татарстана: научные труды ТатНИПИнефть, посвящ. 50 летию ТатНИПИнефть – М.: НП «Закон и порядок», 2006. – С. 136-138.
59. РД 153-39.0-470-06. Методическое руководство по геолого-промысловому обоснованию развития системы заводнения для повышения коэффициента охвата заводнением / Абдулмизитов Р.Г., Насыбуллин А.В., Латифуллин Ф.М. и др. – Бугульма, 2006.
60. Насыбуллин А.В., Насыбуллина С.В. Совершенствование разработки залежей нефти с трудноизвлекаемыми запасами с использованием математической модели // Актуальные проблемы геологии и разработки нефтяных месторождений Татарстана: научные труды ТатНИПИнефть, посвящ. 50-летию ТатНИПИнефть – М.: НП «Закон и порядок», 2006. – С. 174-178.
61. Использование информационных технологий в ТатНИПИнефть для проектирования разработки нефтяных месторождений / Р.Г. Абдулмизитов, А.В. Насыбуллин, Ф.М. Латифуллин и др. // Сборник докладов научно-технической конференции посвященной 50-летию ТатНИПИнефть ОАО «Татнефть», 25-26 апреля 2006 г. – Бугульма, 2006. – С. 159-162.
62. РД 153-39.0-471-06. Методическое руководство по геолого-промысловому обоснованию установления оптимальных депрессий на пласт с целью снижения

- обводненности продукции скважин / Абдулмизитов Р.Г., Насыбуллин А.В., Салимов В.Г. и др. – Бугульма, 2006.
63. Разживин Д.А., Абдулмизитов А.В., Насыбуллин А.В. Успехи и проблемы в создании геолого-технологической модели Ромашкинского месторождения // Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: тез. док. 7 науч.-практич. конф. Геленджик 25-27 сентября 2007 г. - Москва, 2007. – С. 59-60.
64. Положение о контроле качества приготовления жидкости для гидравлического разрыва пласта / Насыбуллин А.В., Салимов В.Г., Салимов О.В. и др. – Бугульма, 2007.
65. РД 153-39.0-606-08. Методическое руководство по технологии доразведки нефтяных залежей в различных геолого-физических условиях / Абдулмизитов Р.Г., Динмухамедов Р.Ш., Насыбуллин А.В. и др. – Бугульма, 2008. – 80 с.
66. Салимов В.Г., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Новые результаты исследований гидравлического разрыва пласта на основе моделирования // Техника и технология разработки нефтяных месторождений: сб. докл. науч.-техн. конф. посвященной 60 летию разработки Ромашкинского нефтяного месторождения. – М.: 2008. - С. 47-50.
67. Автоматизированный поиск решений по усовершенствованию системы разработки нефтяного месторождения / Абдулмизитов Р.Г., Насыбуллин А.В., Латифуллин Ф.М. и др. // Научные труды ТатНИПИнефть – Москва: ВНИИОЭНГ, 2008. - С. 78-85.
68. Выбор оптимального агента для осуществления водогазового воздействия при различных геолого-технологических условиях / Зубарев В.В., Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В. и др. // Научные труды ТатНИПИнефть, – М.: ВНИИОЭНГ, 2008. - С. 228-234.
69. РД 153-39.0-630-2009. Методическое руководство по применению информационных технологий при выборе мероприятий, направленных на увеличение добычи нефти / Насыбуллин А.В., Латифуллин Ф.М., Яртиева А.Ф. – Бугульма, 2009. – С. 86.
70. Исследование возможности перехода на нагнетание неуглеводородного газа на заключительной стадии сайклинг-процесса / Ибатуллин Р.Р., Зубарев В.В., Насыбуллин А.В. и др. // Научные труды ТатНИПИнефть. – М.: ВНИИОЭНГ, 2009. - С. 86-91.
71. Предпосылки и перспективы применения сайклинг-процесса на Северо-Елтышевском месторождении. Анализ на основе гидродинамического моделирования / Зубарев В.В., Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В. и др. // Научные труды ТатНИПИнефть. – М.: ВНИИОЭНГ, 2009. - С. 80-86.
72. Ибатуллин Р.Р., Разживин Д.А., Насыбуллин А.В. Развитие и совершенствование системы разработки Ромашкинского месторождения // Прошлое настоящее и будущее нефтяных месторождений в Республике Татарстан: сборник. докл. науч.-практич. конф. посв. 60-летию образования ОАО «Татнефть»- Наб. Челны: ООО «Офис-Трейд», 2010. - С. 120-123.
73. Насыбуллин А.В. Актуальные проблема геолого-гидродинамического моделирования применительно к месторождениям Республики Татарстан // Инновационные технологии для топливно-энергетического комплекса России, – М.: НЦ РИТ, 2010. - С. 220-224.
74. Оценка эффективности циклического заводнения в различных геолого-физических условиях на основе гидродинамической модели / Нуртдинов Н.Р., Насыбуллин А.В., Бакиров И.М. и др. // Научные труды ТатНИПИнефть. – М.: ВНИИОЭНГ, 2010. - С. 111-126.

75. Нуртдинов Н.Р., Разживин Д.А., Насыбуллин А.В. Моделирование процесса нестационарного воздействия на неоднородные пласты // Математическое моделирование и компьютерные технологии в разработке месторождений: тез. докл. Третьей науч.-практич. конф. – М.: ЗАО «Нефтяное хозяйство», 2010. – С. 57.
76. РД 153-39.0-674-2010. Методические указания по технико-экономической оценке планируемых геолого-технических мероприятий / Насыбуллин А.В., Саттаров Р.З., Ибрагимова Л.Г. и др. – Бугульма, 2010. – 25 с.
77. Евдокимов А.М., Насыбуллин А.В. Повышение эффективности разработки залежей нефти 302-303 Ромашкинского месторождения // Геология и разработка месторождений с трудноизвлекаемыми запасами: тез. док. 10 науч.-практич. конф., Геленджик, 21-23 сентября 2010 г. – М.: ЗАО «Нефтяное хозяйство», 2010. – С. 26.
78. Система анализа и прогнозирования добычи нефти / Султанов А.С., Насыбуллин А.В., Саттаров Р.З. и др. // Прошлое настоящее и будущее нефтяных месторождений в Республике Татарстан: сб. докл. науч.-практич. конф., посв. 60-летию образования ОАО «Татнефть»- Наб. Челны: ООО «Офис-Трейд», 2010. – С. 82-87.
79. РД 153-39.0-707-11-2011. Методическое руководство по применению системы спутниковой навигации для контроля и управления подвижными объектами ОАО «Татнефть» / Насыбуллин А.В., Ситников Е.А., Владимиров А.Б. Бугульма, 2011. – С. 31.
80. Насыбуллин А.В., Саттаров А.В., Ханипов М.Н. Решение задач эффективного планирования геолого-технических мероприятий при их совместном применении на основе гидродинамического моделирования // Увеличение нефтеотдачи – приоритетное направление воспроизводства запасов углеводородного сырья: тез. док. Междунар. науч.-практ. конф. Казань, 7-8 сентября 2011 г. – Казань: Академия наук РТ, 2011. – С. 356-360.
81. Ибатуллин Р.Р., Насыбуллин А.В., Салимов О.В. Влияние твердости карбонатных пород на эффективность кислотного гидроразрыва пластов // Фундаментальные проблемы разработки месторождений нефти и газа: тезисы докл. Всероссийской конф. с международным участием. – М.: ИПНГ РАН, 2011. – С. 73-74.

Соискатель:



А.В. Насыбуллин

Отпечатано в секторе оперативной полиграфии
института «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть»
на Xerox WC 5655, HP CLJ 6040
тел.: (85594) 78-656, 78-565
Подписано в печать 17.02.2012 г.
Заказ №1702121 Тираж 100 экз.